RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 6.

Préambule :

Le graphique 1 de la pièce citée en référence indique que des investissements importants ont eu lieu entre 1997 et 2005. Peu d'informations sont produites concernant la nature de ces investissements.

Question :

1.1 Veuillez présenter pour chacun des deux sites, et pour chaque année, les caractéristiques essentielles telles les capacités d'emmagasinage, la capacité de retrait et d'injection, les autres limites d'exploitation s'il y a lieu.

Réponse :

Tableau 1

POINTE-DU-LAC

(1)	(2)	(3)	(4)
	CAPACITÉ		
Année gazière	**Emmagasinage** 10^3m^3	**Retrait** 10^3m^3/jour	**Injection** 10^3m^3/jour
1990			1 500
1991	10 000	760	1 500
1992	14 500	930	1 800
1993	16 000	1 000	1 800
1994	17 500	1 150	1 800
1995	18 500	1 200	2 000
1996	19 300	1 200	2 000
1997	21 400	1 200	2 000
1998	21 700	1 200	2 200
1999	22 050	1 200	2 200
2000	22 400	1 200	2 200
2001	22 700	1 200	2 400
2002	22 700	1 200	2 400
2003	22 700	1 200	2 400
2004	22 700	1 200	2 400
2005	22 700	1 200	2 400
2006	22 700	1 200	2 400
2007	22 700	1 200	2 400
2008	22 700	1 200	2 400
2009	22 700	1 200	2 400
2010	22 700	1 200	2 400
2011	22 700	1 200	2 400

Tableau 2

SAINT-FLAVIEN

	(1)	(2)	(3)	(4)
		CAPACITÉ		
		Emmagasinage	**Retrait**	**Injection**
	Année gazière	10^3m^3	10^3m^3/jour	10^3m^3/jour
1	1998			520
2	1999	24 000	370	520
3	2000	42 000	420	520
4	2001	48 000	480	520
5	2002	68 000	680	520
6	2003	79 000	790	600
7	2004	96 000	960	600
8	2005	108 000	1 080	800
9	2006	117 000	1 170	800
10	2007	117 000	1 900	900
11	2008	120 000	1 930	900
12	2009	120 000	1 930	900
13	2010	120 000	1 930	900
14	2011	120 000	1 930	900
15	2012	120 000	1 930	900

Question :

1.2 Veuillez présenter pour chacun des deux sites les dates prévues du remplacement normal des équipements majeurs.

Réponse :

Selon la direction d'Intragaz, la vie utile des équipements majeurs est au moins égale à leur période d'amortissement prévue, ce qui projetterait les dates suivantes.

Tableau 3

	(1)	(2)	(3)
	Équipements	**Pointe-du-Lac**	**Saint-Flavien**
1	Compresseur n° 1	2020	2028
2	Compresseur n° 2	---	2035
3	Compresseur n° 3	2023	---
4	Compresseur n° 4	2024	---
5	Déshydratation	2020	2028
6	Bouilloire n° 1	2010 [1]	2020
7	Bouilloire n° 2	---	2025
8	Puits	2030 à 2049	2031 à 2050

[1] Prévue être remplacée seulement en 2015. Voir la réponse à la question 13.5 de la Régie, ligne 7, colonne 6 du tableau.

Question :

1.3 Veuillez faire part de tous travaux d'envergure autres que l'entretien normal qui pourraient être requis au cours des 5 prochaines années pour assurer l'exploitation sécuritaire et efficace de chacun des sites.

Réponse :

La réponse à la question 13.5 de la Régie fournit le détail des investissements anticipés pour la période 2011-2015. La réponse à la question 13.6 de la Régie, quant à elle, traite du fait que les actifs d'Intragaz sont relativement jeunes et bien entretenus.

En sus de ces investissements en capitaux, Intragaz prévoit effectuer les entretiens majeurs (remises à neuf) suivants :

Remise à neuf du moteur n° 2 de Saint-Flavien	2014	250 k$
Remise à neuf du moteur n° 1 de Saint-Flavien	2015	150 k$

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : (i) Dossier R-3601-2006, pièce R-2, Annexe A, page 6;
(ii) Dossier R-3261-93, pièce R1, document 1, Annexe A, page 3.

Préambule :

Les tarifs E-4 et E-2 en application aux sites de Pointe-du-Lac et de St-Flavien comportent trois composantes dont deux fixes qui sont déterminées en fonction de la capacité annuelle réservée et de la capacité de demande contractuelle journalière respectivement et une troisième composante, celle-ci variable, déterminée en fonction des volumes retirés et injectés.

Question :

2.1 Veuillez préciser et expliquer la structure tarifaire proposée pour les sites de St-Flavien et de Pointe-du-Lac en prenant soin d'identifier et de définir chacune de leur composante. Notamment, veuillez préciser de quelle façon le tarif mensuel sera déterminé.

Réponse :

La structure définitive des tarifs n'a pas été arrêtée. Ceci étant dit, il est à prévoir que les tarifs seront principalement composés d'une prime fixe afin de récupérer le coût de service d'Intragaz qui lui est fixe.

Question :

2.2 Les tarifs proposés comportent-ils une composante qui varie en fonction des volumes retirés/injectés comme c'est le cas pour le tarif E-2 en place présentement? Si oui, veuillez fournir les taux pour chacun des sites. Si non, veuillez expliquer pourquoi Intragaz n'a pas retenu une structure tarifaire comprenant une composante variable c'est-à-dire, en lien avec les volumes retirés/injectés.

Réponse :

Voir aussi la réponse à la question 2.1 de la Régie.

Si la structure tarifaire des tarifs E2 et E4 était retenue, les tarifs de 2011 seraient tel que ci-après :

Site de Pointe-du-Lac

Prime de réservation[1]
12.2329 $ / 10^3 m^3 réservé / mois

Prime de souscription[1]
84.6299 $ / 10^3 m^3 souscrit / mois

Site de Saint-Flavien

Prime de réservation[1]
9.3909 $ / 10^3 m^3 réservé / mois

Prime de l'excédentaire[1]
58.3816 $ / 10^3 m^3 de demande contractuelle excédentaire / mois

Prime unitaire au volume injecté[2]
1.9035 $ / 10^3 m^3 injecté

Prime unitaire au volume retiré[2]
0.3174 $ / 10^3 m^3 retiré

[1] Fixe
[2] Variable

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : (i) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 9;
(ii) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 7;
(iii) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 10.

Préambule :

(i) « *Intragaz est donc dans une situation où les risques, bien que toujours présents, soit à un niveau largement réduit, comparativement à la situation prévalant au milieu des années 80 jusqu'en 2005, soit au cours de la période de développement des sites.* »

(ii) « *Par ailleurs, les deux sites ont encore un certain potentiel de développement. En effet, la capacité des deux sites pourrait être accrue moyennant certains investissements plus ou moins importants selon le site et les travaux requis.* (…) *L'échéance rapprochée des deux seuls contrats d'Intragaz et l'incertitude quant à l'évolution des tarifs futurs ne permettent cependant pas de justifier actuellement le développement de cette capacité additionnelle.* » (nos soulignés)

(iii) « *Depuis 2006, les sites ont atteint une certaine maturité et les investissement annuels sont maintenant à un niveau beaucoup plus modeste et visent le maintien de l'intégrité et de la performance des sites plutôt que l'accroissement de la capacité d'entreposage.* » [Nous soulignons]

Question :

3.1 Veuillez préciser si Intragaz a l'intention, au courant des 5 prochaines années (période 2011-2016), de développer de nouveaux sites d'emmagasinage, ou envisage la possibilité d'accroître la capacité d'entreposage aux sites existants.

Réponse :

Intragaz n'a pas l'intention de développer de nouveaux sites d'emmagasinage au courant des 5 prochaines années. Selon les connaissances actuelles, Intragaz est d'avis que les opportunités de développement de nouveaux sites d'emmagasinage au Québec sont peu probables.

Tel qu'indiqué à la section 12 k de la pièce Intragaz-1, Document 1, page 35, lignes 14 à 19, tout accroissement de la capacité d'entreposage des sites existants devrait d'abord faire l'objet d'une entente avec Gaz Métro. Pour l'instant, nous n'avons pas de

discussions avec Gaz Métro à cet effet et ne sommes pas en mesure de conclure si un tel accroissement pourrait ou non se produire au courant des 5 prochaines années. Tout projet d'accroissement de la capacité ferait l'objet d'une demande d'autorisation préalable auprès de la Régie selon la proposition d'Intragaz.

Voir aussi la réponse à la question 1.4 de SÉ-AQLPA.

Question :

3.2 Veuillez décrire les impacts du développement potentiel, sur les risques techniques d'Intragaz. Veuillez commenter.

Réponse :

Nous ne commenterons pas les risques reliés au développement de nouveaux sites car cette réalité est peu probable selon les connaissances actuelles.

Au niveau des risques reliés à l'accroissement de capacité, ceux-ci varient considérablement selon le site. À Pointe-du-Lac, les risques techniques sont plutôt faibles car la capacité pourrait être accrue en augmentant la compression et en raccordant des puits existants. Étant donné la nature de ces travaux, les risques techniques sont connus et maîtrisés.

Quant à Saint-Flavien, les risques techniques reliés à l'accroissement de capacité sont plus élevés car il faudrait forer de nouveaux puits. Le forage de puits implique nécessairement un niveau d'incertitude quant aux résultats.

Ces risques seraient limités aux travaux reliés à l'accroissement de capacité et par conséquent n'affecteraient pas le niveau de risque des activités existantes d'Intragaz.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 10.

Préambule :

« *Intragaz est aussi relativement isolée des marchés. Sa petite taille, combinée à son isolement géographique relatif et à sa situation au cœur de la franchise de Gaz Métro, a fait en sorte qu'elle n'a historiquement eu qu'un seul client, soit Gaz Métro. Par conséquent, les risques commerciaux d'Intragaz sont intimement liés à ceux de Gaz Métro*. »

Question :

4.1 Dans quelle mesure le développement futur des activités de l'emmagasinage souterrain par Intragaz est susceptible d'affecter les risques commerciaux d'Intragaz.

Réponse :

Nous vous référons à notre réponse aux questions 3.1 et 3.2 de la Régie quant à la probabilité et la nature de développement éventuel des capacités d'entreposage au Québec. Quand au développement de la capacité additionnelle de stockage, étant donné qu'il se ferait suite à une entente avec Gaz Métro et approbation de la Régie, tel qu'exposé à la section 12 k de la pièce Intragaz-1, Document 1 (page 35, lignes 14 à 19), nous sommes d'avis que l'effet de tel développement sur le risque commercial d'Intragaz devrait être négligeable.

Question :

4.2 Veuillez indiquer si de tels investissements affecteraient les coûts de financement d'Intragaz.

Réponse :

Intragaz n'envisage pas que de tels investissements affecteraient les coûts de financement d'Intragaz. En effet, les investissements requis seraient relativement faibles par rapport aux investissements totaux d'Intragaz et la nature de ces investissements serait la même que les investissements existants. Naturellement, le coût de financement

additionnel qui serait requis pour de tels investissements pourrait être différent en fonction des conditions de marché qui prévaudraient au moment où les investissements sont effectués.

Question :

4.3 Dans quelle mesure l'arrivée de nouvelles possibilités d'approvisionnement, tels que l'arrivée des ports méthaniers, une nouvelle usine de GNL, le développement du gaz de schiste au Québec, est susceptible d'affecter les risques commerciaux d'Intragaz.

Réponse :

L'arrivée de ports méthaniers, d'une nouvelle usine de GNL et le développement du gaz de schiste au Québec influenceraient sans doute l'industrie gazière québécoise. Ceci étant dit, Gaz Métro aura toujours besoin d'outils d'équilibrage et de pointe et l'approche de portefeuille d'outils restera toujours avantageuse. De plus, les outils d'approvisionnement cités plus haut ne seraient pas en concurrence directe avec Intragaz. Il s'agit plutôt de services complémentaires. Par exemple, il est difficilement concevable qu'un port méthanier ou une usine de GNL pourrait offrir un service saisonnier comme celui du site de Saint-Flavien.

La production de gaz de shale au Québec accroîtrait vraisemblablement l'attrait du stockage en franchise. En effet, la production de gaz de shale au Québec viserait une production quotidienne stable alors que la demande est volatile. À cet égard, ce n'est pas différent de ce qui se passe aujourd'hui. À notre avis, la production locale rendra encore plus avantageux le stockage en franchise par rapport au stockage hors franchise, car les approvisionnements locaux ne transiteraient pas par le stockage hors franchise.

Par conséquent, Intragaz est d'avis que le stockage en franchise est voué à continuer à jouer un rôle important dans le portefeuille d'approvisionnement de Gaz Métro. La disponibilité de nouveaux outils d'approvisionnement au Québec offrirait à Gaz Métro la possibilité d'accroître la contribution d'outils en franchise, bénéficiant ainsi des avantages que ceci représente. Voir aussi la réponse à la question 26.4 de la Régie.

Question :

4.4 Est-ce qu'Intragaz a offert le service d'entreposage de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien à un autre client que Gaz Métro, ou a été approché par d'autres clients que Gaz Métro pour l'utilisation de ces sites. Si oui, veuillez commenter.

Réponse :

Dans le cadre du renouvellement du contrat de Pointe-du-Lac, Intragaz a entretenu des discussions avec d'autres clients potentiels (surtout des marketers) afin de connaître l'intérêt pour les services d'Intragaz hors Québec. Quoiqu'il y ait un intérêt marqué (par exemple, afin de contrer les coûts croissants de TCPL), les défis découlant de la

situation géographique d'Intragaz (surtout au niveau du transport) représentaient un obstacle de taille à surmonter. Ces démarches ont renforci notre constat à l'effet que le marché naturel d'Intragaz est le Québec où ses services ont une valeur ajoutée à cause de sa situation en franchise. En effet, la proximité des marchés est un déterminant clé dans la valeur du stockage.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 19.

Préambule :

« *Le coût de service d'Intragaz est composé de quatre grands postes, soit les dépenses d'exploitation, les charges d'amortissement, le rendement sur la base de tarification et les impôts présumés. Pour l'année 2011, le coût de service s'établit à 18,85 M$ (…).* »

Question :

5.1 Veuillez indiquer si le coût de service présenté par Intragaz pour l'année 2011 comporte des coûts qui seraient liés à des activités non-réglementées. Veuillez commenter, le cas échéant.

Réponse :

Le coût de service présenté pour l'année 2011 comporte uniquement des coûts pour l'activité réglementée de stockage. Il est utile de rappeler ici qu'Intragaz a très peu d'activités non réglementées. Celles-ci se limitent essentiellement à la détention de permis d'exploration, qui ont tous été obtenus dans le but de développer des capacités additionnelles de stockage. Au fil des ans, Intragaz a conclu des ententes avec deux partenaires distincts concernant l'exploration de deux de ses permis. Dans les deux cas, les intérêts d'Intragaz étaient de développer de nouvelles capacités de stockage. Donc, quoiqu'Intragaz ait considéré ces activités comme non réglementées, elles s'apparentent tout de même à son activité de stockage. Cependant, au cours des dernières années, il n'y a eu qu'une seule transaction qui est clairement non réglementée, soit la participation minoritaire d'Intragaz dans un puits d'exploration pour les gaz de shale.

Question :

5.2 Veuillez indiquer le traitement comptable qui est présentement utilisé par Intragaz pour présenter le coût de service 2011 (le traitement réglementaire de SCGM, les PCGR, les normes comptables internationales (IFRS), …).

Réponse :

Pour fins comptables, Intragaz utilise les PCGR. De plus, étant donné qu'elle est une société à capital fermé, elle ne sera pas assujettie aux normes comptables internationales (IFRS).

Pour fins réglementaires, les principes qu'Intragaz propose d'adopter, avec le passage au coût de service, sont traités aux sections 11 à 14 de sa preuve (Intragaz-1, document 1, pages 19 à 38. Dans ces sections, Intragaz élabore sur chacun des intrants du coût de service et de la formule de revenus plafonds. Ces éléments représentent le traitement réglementaire proposé par Intragaz pour l'avenir.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 21.

Préambule :

Le tableau 5 présente l'évolution des dépenses d'exploitation, pour la période 2005-2010.

Question :

6.1 Veuillez présenter l'évolution des composantes des dépenses d'exploitation pour les années 2005 à 2009, sous le format présenté à l'annexe 1 de la pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 40. Veuillez expliquer les écarts importants.

Réponse :

Vous trouverez ci-après un tableau comprenant les dépenses d'exploitation d'Intragaz SEC pour les années 2005 à 2010.

Nous avons aussi incorporé, à ce tableau, le budget 2011 d'Intragaz. À la lecture de l'ensemble des questions soulevées par la Régie et par les intervenants, Intragaz juge opportun d'apporter des précisions sur le montant de 4 581 250 $ (en tant que charges d'exploitation) qu'elle a utilisé pour établir le revenu plafond de 2011 et sur son budget d'exploitation approuvé par son conseil d'administration pour la même période.

En décembre 2010, le conseil d'administration a approuvé le budget d'exploitation d'Intragaz société en commandite dont les dépenses d'exploitation totalisaient 4 712 724 $. Quelques semaines plus tard, lorsque la direction d'Intragaz a finalisé l'élaboration du concept de revenu plafond et des principes sous-jacents à celui-ci, elle a décidé de volontairement limiter les dépenses d'exploitation à 4 581 250 $ afin que ces dernières respectent les taux d'indexation qu'elle a proposés dans le mécanisme de revenu plafond. Quoique le montant global de 4 581 250 $ représente la somme incluse au coût de service 2011, la ventilation des dépenses par postes prévue en 2011 est différente de celle de 2010 et c'est pourquoi nous présenterons le budget 2011 et la ventilation par postes qui s'y rapporte.

De plus, en vue d'un passage à la méthode du coût de service, Intragaz a modifié son approche en ce qui concerne la comptabilisation des dépenses chez le commandité à compter de l'exercice 2011. Auparavant, lorsqu'une dépense avait un caractère

administratif (honoraires de vérification comptable, honoraire en relations de travail, etc.) ou qu'elle concernait des consultants en sous surface (géologie, ingénierie réservoir, géophysique), elle était comptabilisée dans le commandité et rechargée sous forme de recharge du commandité. Ce type de dépenses sera dorénavant comptabilisé directement dans la société en commandite concernée. Ces changements visent une imputation plus directe et transparente dans chaque société en commandite.

Par ailleurs, l'analyse requise à la suite des différentes questions soulevées dans la présente cause a permis à la direction d'Intragaz de réaliser qu'elle avait historiquement comptabilisé certaines dépenses d'entretien et réparations dans la rubrique **Divers**. Étant donné qu'il s'agit d'un poste de dépenses pour lequel Intragaz propose un compte d'écart, nous jugeons important de regrouper les dépenses d'entretien et réparations sous la même rubrique afin de présenter un historique représentatif de la réalité.

Vous trouverez ci-après un tableau (selon le format de l'annexe 1 de la pièce Intragaz-1, Document 1) présentant l'évolution des composantes des dépenses de 2005 à 2011 qui tient compte des éléments mentionnés précédemment.

Tableau 1

Dépenses d'exploitation ($) les sites de Point-du-Lac et Saint-Flavien
pour le budget 2011 et les exercices financiers de 2010 à 2005

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
		Budget 2011	**2010**	**2009**	**2008**	**2007**	**2006**	**2005**
4	Salaires et charges sociales	994 600	902 817	884 267	958 425	920 165	975 382	1 046 405
5	Consultants	109 050	67 014	85 612	46 954	36 816	26 978	7 243
6	Environnement	46 400	42 463	36 055	42 589	42 697	44 747	36 616
7	Consommables	173 100	162 869	154 518	176 231	144 179	93 392	108 514
8	Energie	107 000	93 659	98 113	99 320	90 525	128 722	88 520
9	Entretien & réparations	408 700	482 743	547 022	395 295	333 758	420 786	526 862
10	Entretien & rép. (provenant de divers)	11 400	92 832	42 042	102 315	336 705	34 187	69 778
11	Sous total entretien & réparations	420 100	575 575	589 064	497 610	670 463	454 973	596 640
12	Matériel roulant	32 800	24 586	27 415	33 226	30 761	34 779	36 578
13	Communications	28 900	25 431	25 772	31 639	32 376	29 842	32 691
14	Assurances, taxes et permis	608 300	598 193	607 389	612 210	644 254	671 344	636 051
15	Divers	139 950	198 325	135 687	157 527	499 679	154 328	204 753
16	Divers transférés à Ent. & rép.	-11 400	-92 832	-42 042	-102 315	-336 705	-34 187	-69 778
17	Sous total Divers	128 550	105 493	93 645	55 212	162 974	120 141	134 975
18	Honoraires professionnels [1]	87 600						
19	Coûts cause tarifaire [1]	50 000						
20	Frais généraux [1]	66 900						
21	Recharges du commandité	1 859 424	1 866 118	1 865 756	943 202	1 294 500	1 248 018	1 811 416
22	**TOTAL**	**4 712 724**	**4 464 218**	**4 467 606**	**3 496 618**	**4 069 710**	**3 828 318**	**4 535 649**

23 [1] Auparavant inclus dans "Recharges du commandité"

Afin de mieux expliquer les écarts importants entre les années, nous avons retranché les recharges du commandité qui font l'objet d'une question distincte (question 7.3 de la Régie) et nous avons isolé les dépenses de main-d'œuvre qui feront l'objet d'une analyse distincte à l'intérieur de cette réponse. Le tableau suivant montre donc l'évolution des dépenses d'exploitation sans les recharges du commandité et les coûts de main-d'œuvre.

Tableau 2

Dépenses d'exploitation ($) les sites de Point-du-Lac et Saint-Flavien
pour le budget 2011 et les exercices financiers de 2010 à 2005
Dépenses d'exploitation sans les recharges du commandité

	(1)	(2) Budget 2011	(3) 2010	(4) 2009	(5) 2008	(6) 2007	(7) 2006	(8) 2005
5	Salaires et charges sociales							
6	Consultants	109 050	67 014	85 612	46 954	36 816	26 978	7 243
7	Environnement	46 400	42 463	36 055	42 589	42 697	44 747	36 616
8	Consommables	173 100	162 869	154 518	176 231	144 179	93 392	108 514
9	Energie	107 000	93 659	98 113	99 320	90 525	128 722	88 520
10	Entretien & réparations	408 700	482 743	547 022	395 295	333 758	420 786	526 862
11	Entretien & rép. (provenant de divers)	11 400	92 832	42 042	102 315	336 705	34 187	69 778
12	Sous total entretien & réparations	420 100	575 575	589 064	497 610	670 463	454 973	596 640
13	Matériel roulant	32 800	24 586	27 415	33 226	30 761	34 779	36 578
14	Communications	28 900	25 431	25 772	31 639	32 376	29 842	32 691
15	Assurances, taxes et permis	608 300	598 193	607 389	612 210	644 254	671 344	636 051
16	Divers	139 950	198 325	135 687	157 527	499 679	154 328	204 753
17	Divers transférés à Ent. & rép.	-11 400	-92 832	-42 042	-102 315	-336 705	-34 187	-69 778
18	Sous total Divers	128 550	105 493	93 645	55 212	162 974	120 141	134 975
19	Honoraires professionnels							
20	Coûts cause tarifaire							
21	Frais généraux							
22	Recharges du commandité							
23	**TOTAL**	**1 654 200**	**1 695 283**	**1 717 583**	**1 594 991**	**1 855 045**	**1 604 918**	**1 677 828**

La moyenne annuelle entre 2005 et 2010 se situe à 1 690 941 $ au cours de cette période. Il y a toutefois des écarts importants qui sont expliqués ci-après.

Le poste **Consultants** comprend (en 2011) certains types de dépenses qui de par leurs natures, auraient été comptabilisés dans le commandité au cours des années antérieures. Ainsi, le budget 2011 comprend des honoraires de géologie réservoir (18 000 $), des honoraires de l'Institut national de recherche scientifique (INRS) (11 500 $) et les coûts d'une analyse pétro physique de diagraphie (10 000 $). Tel que mentionné précédemment, ce type de dépenses se rapportant directement au stockage sera dorénavant comptabilisé dans Intragaz société en commandite. En isolant ces éléments, nous dénotons une certaine stabilité entre 2009 et 2011. Au cours de 2005 à 2008, Intragaz a simplement accru l'utilisation de consultants pour des mandats divers tels réalisation de dessin, étude de risque, étude de vibration, mise à jour du plan d'urgence, audit divers, etc.

En ce qui concerne les **Consommables**, les variations annuelles découlent de l'augmentation des prix du méthanol et des huiles utilisées. Concernant le méthanol, les prix ont connu une pointe en 2008 pour se stabiliser par la suite.

Le poste **Énergie** est relativement stable entre 2005 et 2010 à l'exception de 2006 où Intragaz a dépassé le seuil de gaz de service prévu au contrat d'emmagasinage et a donc dû rembourser Gaz Métro pour l'excédent. Quant à l'année 2011, le budget est établi en fonction de volumes prévus qui diffèrent d'une année à l'autre.

Quant aux dépenses d'**Entretien et réparations** ajustées pour tenir compte du compte **Divers** (ligne 12, tableau 2), Intragaz avait déjà indiqué que cette rubrique était plus sujette à fluctuation que les autres postes de dépenses (voir la pièce Intragaz-1, Document 1, section 11, page 22, lignes 5 à 23). Vous trouverez dans le tableau 3 les principaux éléments qui ont contribué à la fluctuation de ce poste.

Tableau 3

Dépenses d'entretien & réparations
Principaux éléments causant des fluctuations annuelles

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
		Budget 2011	**2010**	**2009**	**2008**	**2007**	**2006**	**2005**
4	Coût relié au bris moteur C2 (SFL)		101 081					
5	Overhaul C2 à SFL			168 669				
6	Remplacement préventif de 2 pistons (C1)							47 791
7	Remplacement serpentin							16 599
8	Remplacement sonde d'humidité							11 473
9	Remplacement pré chambre C1 (SFL)							25 888
10	Inspection détaillé C1,C3 et C4							42 388
11	Entretien & réparation en provenance de Divers							
12	Bris outil plan d'eau		59 700					
13	Réentrée et diagraphies puits SF7					316 358		
14	Travaux intégrité des puits	11 400	8 007	44 957	102 315	20 347	34 187	69 778
15	**TOTAL**	**11 400**	**168 788**	**213 626**	**102 315**	**336 705**	**34 187**	**213 917**

En ce qui concerne les postes de dépenses **Divers** (ligne 18, tableau 2) qui excluent les dépenses reliées à l'entretien et réparations, vous trouverez ci-après un tableau comprenant les principaux éléments causant des fluctuations annuelles.

Tableau 4

Dépenses - Divers
Principaux éléments causant des fluctuations annuelles

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1		**Budget 2011**	**2010**	**2009**	**2008**	**2007**	**2006**	**2005**
2	Audit environnemental		13 274					
3	Radiation de projets en cours PDL		47 961					
4	Analyse de risque global			28 538				
5	Analyse de risque technologique			24 780				
6	Perte sur disposition de materiel de forage					46 015		
7	Radiation de projet en cours SF20 et SF21					74 888		
8	Coût incident 2005 à PDL							61 936
9	Coût disposition canal des seigneurs	30 000						
10	20e anniversaire d'intragaz	31 650						
11	**TOTAL**	**61 650**	**61 235**	**53 318**	**0**	**120 903**	**0**	**61 936**

Concernant le poste **Salaires et charges sociales**, le tableau suivant présente l'évolution de ces dépenses depuis 2005 en tenant compte de certains éléments pouvant occasionner des variations annuelles. Après ces ajustements (ligne 13 – **Total des salaires et charges sociales après ajustements**), les variations annuelles sont considérablement réduites et s'explique principalement par les augmentations annuelles de salaire (2,5 % de 2006 à 2011 et de 2,71 % en 2005) ainsi que par l'évolution du nombre d'employés équivalent temps plein depuis 2005 (tableau 5, lignes 16 à 19).

Tableau 5

Intragaz SEC
Évolution du poste salaires et charges sociales

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
3	**Année**	**Budget 2011**	**2010**	**2009**	**2008**	**2007**	**2006**	**2005**
4	**Salaires et charges sociales**	994 600	902 813	884 267	958 428	920 161	975 375	1 046 405
5	**Éléments causant des variations**							
6	Arrêt de travail - Assurance salaire		12 630	5 903	7 744	1 774	2 582	
7	Arrêt de travail - Congé parental			50 221	11 815	39 353	3 873	
8	Salaire d'un employé temporaire/stagiaire							5 208
9	Recharge de salaire - Gaz Metro		17 608					
10	Recharge de salaire - Assurances (bris C2)		32 738					
11	Total des ajustements	0	62 976	56 125	19 559	41 127	6 455	5 208
12	**Total des sal. et charges soc. après ajustements**	**994 600**	**965 789**	**940 392**	**977 987**	**961 288**	**981 830**	**1 051 613**

Nombre d'employés (équivalent temps complet)

		Budget 2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005
15	Cadres	2	2	2	2	2	2	2,92
16	Employés horaire	9	9	9	10	10	10,58	11,17
17	Employés temporaires (CD)	1	1	1	1	1	1	1
18	**Total**	**12**	**12**	**12**	**13**	**13**	**13,58**	**15,09**

Question :

6.2 Veuillez effectuer le même exercice demandé à la question précédente, mais en ventilant les dépenses entre les sites d'emmagasinage ayant causé la dépense.

Réponse :

Site de Pointe-du-Lac

Vous trouverez ci-après le tableau 6 représentant les composantes des dépenses de 2005 à 2011 pour le site de Pointe-du-Lac.

Tableau 6

Dépenses d'exploitation ($) du site de Point-du-Lac
pour le budget 2011 et les exercices financiers de 2010 à 2005

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
		Budget 2011	**2010**	**2009**	**2008**	**2007**	**2006**	**2005**
4	Salaires et charges sociales	530 300	492 488	462 260	548 915	483 167	519 344	546 129
5	Consultants	46 500	28 821	45 869	24 578	27 965	26 420	3 414
6	Environnement	16 900	14 994	11 352	12 582	16 131	17 394	16 881
7	Consommables	25 000	19 257	14 070	15 108	24 066	3 706	9 137
8	Energie	55 000	44 909	50 460	53 181	45 522	85 962	50 245
9	Entretien & réparations	200 500	181 729	190 441	198 660	144 663	213 913	303 782
10	Entretien & rép. (provenant de divers)		59 700					
11	Sous total entretien & réparations	200 500	241 429	190 441	198 660	144 663	213 913	303 782
12	Matériel roulant	16 200	10 654	12 861	16 426	15 133	15 007	17 578
13	Communications	16 900	14 922	15 532	17 078	18 392	15 324	15 911
14	Assurances, taxes et permis	182 300	178 730	177 526	179 934	195 070	210 117	212 315
15	Divers	70 525	138 730	46 344	23 339	12 958	89 261	102 338
16	Divers transférés à Ent. & rép.		-59 700					
17	Sous total Divers	70 525	79 030	46 344	23 339	12 958	89 261	102 338
18	Honoraires professionnels [1]	41 300						
19	Coûts cause tarifaire [1]	25 000						
20	Frais généraux [1]	31 650						
21	Recharges du commandité	929 712	933 059	932 878	471 601	647 250	627 628	966 557
22	**TOTAL**	**2 187 787**	**2 058 293**	**1 959 593**	**1 561 402**	**1 630 317**	**1 824 076**	**2 244 287**

23 [1] Auparavant inclus dans "Recharges du commandité"

Pour les même raisons que celles évoquées dans la réponse à la question 6.1, nous avons retranché, du tableau suivant, les recharges du commandité qui font l'objet d'une question distincte (question 7.3 de la Régie) ainsi que les dépenses de main-d'œuvre qui ont fait l'objet d'une analyse distincte à la réponse à la question 6.1. Voici le tableau qui en résulte.

Tableau 7

Dépenses d'exploitation ($) du site de Point-du-Lac
pour le budget 2011 et les exercices financiers de 2010 à 2005
Dépenses d'exploitation sans les recharges du commandité

	(1)	(2) Budget 2011	(3) 2010	(4) 2009	(5) 2008	(6) 2007	(7) 2006	(8) 2005
4	Salaires et charges sociales							
5	Consultants	46 500	28 821	45 869	24 578	27 965	26 420	3 414
6	Environnement	16 900	14 994	11 352	12 582	16 131	17 394	16 881
7	Consommables	25 000	19 257	14 070	15 108	24 066	3 706	9 137
8	Energie	55 000	44 909	50 460	53 181	45 522	85 962	50 245
9	Entretien & réparations	200 500	181 729	190 441	198 660	144 663	213 913	303 782
10	Entretien & rép. (provenant de divers)		59 700					
11	Sous total entretien & réparations	200 500	241 429	190 441	198 660	144 663	213 913	303 782
12	Matériel roulant	16 200	10 654	12 861	16 426	15 133	15 007	17 578
13	Communications	16 900	14 922	15 532	17 078	18 392	15 324	15 911
14	Assurances, taxes et permis	182 300	178 730	177 526	179 934	195 070	210 117	212 315
15	Divers	70 525	138 730	46 344	23 339	12 958	89 261	102 338
16	Divers transférés à Ent. & rép.		-59 700					
17	Sous total Divers	70 525	79 030	46 344	23 339	12 958	89 261	102 338
18	Honoraires professionnels							
19	Coûts cause tarifaire							
20	Frais généraux							
21	Recharges du commandité							
22	**TOTAL**	**629 825**	**632 746**	**564 455**	**540 886**	**499 900**	**677 104**	**731 601**

La moyenne annuelle entre 2005 et 2010 se situe à 607 782 $. Les écarts les plus importants sont expliqués ci-après.

Le poste **Consultants** comprend (en 2011) des honoraires de géologie réservoir (9 000 $) et ce type de dépense était auparavant comptabilisé chez le commandité. Au cours de 2005 à 2008, tel que mentionné à la réponse de la question 6.1, Intragaz a accru l'utilisation de consultants pour des mandats divers tels réalisation de dessin, étude de risque, étude de vibration, mise à jour du plan d'urgence, audit divers, etc. Le montant plus élevé de 2009 résulte de travaux d'ingénierie réservoir plus importants pour cette année que les précédentes.

Le poste **Énergie** a connu une pointe en 2006 puisqu'Intragaz a dépassé le seuil de gaz de service prévu au contrat d'emmagasinage et a donc dû rembourser Gaz Métro pour l'excédent. Ce poste est également influencé par les volumes qui diffèrent d'une année à l'autre.

Vous trouverez ci-après le tableau 8 qui comprend les principaux éléments ayant influencé les fluctuations du compte d'**Entretien et réparations** ajusté pour tenir compte du compte **Divers** (ligne 12, tableau 7).

Tableau 8

Dépenses d'entretien & réparations ($) du site de Saint-Flavien
Principaux éléments causant des fluctuations annuelles

	(1)	(2) Budget 2011	(3) 2010	(4) 2009	(5) 2008	(6) 2007	(7) 2006	(8) 2005
4	Remplacement préventif de 2 pistons (C1)							47 791
5	Remplacement serpentin							16 599
6	Remplacement sonde d'humidité							11 473
7	Inspection détaillé C1,C3 et C4							42 388
8	Entretien & réparation en provenance de Divers							
9	Bris outil plan d'eau		59 700					
10	Réduction d'inventaire [1]						61 809	
11	**TOTAL**	**0**	**59 700**	**0**	**0**	**0**	**61 809**	**118 251**

[1] En 2006, Intragaz a réduit la valeur des inventaires de 61 089 $ pour les raisons suivantes :
-Pièces obsolètes, manquantes ou dont la valeur unitaire était inférieure à 50$ (27 948 $)
-Pistons de compresseur dont le design ne répondait plus aux exigences (33 861 $)

En ce qui concerne les postes de dépenses **Divers** (ligne 18, tableau 7) qui excluent les dépenses reliées à l'entretien et réparations vous trouverez ci-après un tableau comprenant les principaux éléments causant des fluctuations annuelles.

Tableau 9

Dépenses-divers ($) Site de Saint-Flavien
Principaux éléments causant des fluctuations annuelles

	(1)	(2) Budget 2011	(3) 2010	(4) 2009	(5) 2008	(6) 2007	(7) 2006	(8) 2005
4	Audit environnemental		6 637					
5	Radiation de projets en cours PDL		47 961					
6	Analyse de risque global			14 269				
7	Analyse de risque technologique			12 390				
8	Perte sur disposition de materiel de forage							
9	Radiation de projet en cours SF20 et SF21							
10	Coût incident 2005 à PDL							61 936
11	Coût disposition canal des seigneurs	30 000						
12	20e anniversaire d'intragaz	15 825						
13	Radiation de projet en cours						69 317	
14	**TOTAL**	**45 825**	**54 598**	**26 659**	**0**	**0**	**69 317**	**61 936**

Concernant le poste **Salaires et charges sociales**, les conclusions pouvant être tirées du tableau 5 de la réponse à la question 6.1 sont également valables par site.

Site de Saint-Flavien

Vous trouverez ci-après le tableau 10 représentant les composantes des dépenses de 2005 à 2011 pour le site de Saint-Flavien.

Tableau 10

Dépenses d'exploitation ($) du site de Saint-Flavien
pour le budget 2011 et les exercices financiers de 2010 à 2005

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
		Budget 2011	**2010**	**2009**	**2008**	**2007**	**2006**	**2005**
	Salaires et charges sociales	464 300	410 329	422 007	409 510	436 998	456 038	500 276
	Consultants	62 550	38 193	39 743	22 376	8 851	558	3 829
	Environnement	29 500	27 469	24 703	30 007	26 566	27 353	19 735
	Consommables	148 100	143 612	140 448	161 123	120 113	89 686	99 377
	Energie	52 000	48 750	47 653	46 139	45 003	42 760	38 275
	Entretien & réparations	208 200	301 014	356 581	196 635	189 095	206 873	223 080
	Entretien & rép. (provenant de divers)	11 400	33 132	42 042	102 315	336 705	34 187	69 778
	Sous total entretien & réparations	219 600	334 146	398 623	298 950	525 800	241 060	292 858
	Matériel roulant	16 600	13 932	14 554	16 800	15 628	19 772	19 000
	Communications	12 000	10 509	10 240	14 561	13 984	14 518	16 780
	Assurances, taxes et permis	426 000	419 463	429 863	432 276	449 184	461 227	423 736
	Divers	69 425	59 595	89 343	134 188	486 721	65 067	102 415
	Divers transférés à Ent. & rép.	-11 400	-33 132	-42 042	-102 315	-336 705	-34 187	-69 778
	Sous total Divers	58 025	26 463	47 301	31 873	150 016	30 880	32 637
	Honoraires professionnels [1]	46 300						
	Coûts cause tarifaire [1]	25 000						
	Frais généraux [1]	35 250						
	Recharges du commandité	929 712	933 059	932 878	471 601	647 250	620 390	844 859
	TOTAL	**2 524 937**	**2 405 925**	**2 508 013**	**1 935 216**	**2 439 393**	**2 004 242**	**2 291 362**

[1] Auparavant inclus dans "Recharges du commandité"

Nous avons également retranché, du tableau suivant, les recharges du commandité ainsi que les dépenses de main-d'œuvre afin de suivre la même logique que celle utilisée à la question 6.1.

Tableau 11

1		**Dépenses d'entretien & réparations ($) du site de Saint-Flavien**						
2		**Principaux éléments causant des fluctuations annuelles**						
3		Dépenses d'exploitations sans les recharges du commandité						
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
4		**Budget 2011**	**2010**	**2009**	**2008**	**2007**	**2006**	**2005**
5	Salaires et charges sociales							
6	Consultants	62 550	38 193	39 743	22 376	8 851	558	3 829
7	Environnement	29 500	27 469	24 703	30 007	26 566	27 353	19 735
8	Consommables	148 100	143 612	140 448	161 123	120 113	89 686	99 377
9	Energie	52 000	48 750	47 653	46 139	45 003	42 760	38 275
10	Entretien & réparations	208 200	301 014	356 581	196 635	189 095	206 873	223 080
11	Entretien & rép. (provenant de divers)	11 400	33 132	42 042	102 315	336 705	34 187	69 778
12	Sous total entretien & réparations	219 600	334 146	398 623	298 950	525 800	241 060	292 858
13	Matériel roulant	16 600	13 932	14 554	16 800	15 628	19 772	19 000
14	Communications	12 000	10 509	10 240	14 561	13 984	14 518	16 780
15	Assurances, taxes et permis	426 000	419 463	429 863	432 276	449 184	461 227	423 736
16	Divers	69 425	59 595	89 343	134 188	486 721	65 067	102 415
17	Divers transférés à Ent. & rép.	-11 400	-33 132	-42 042	-102 315	-336 705	-34 187	-69 778
18	Sous total Divers	58 025	26 463	47 301	31 873	150 016	30 880	32 637
19	Honoraires professionnels							
20	Coûts cause tarifaire							
21	Frais généraux							
22	Recharges du commandité							
23	**TOTAL**	**1 024 375**	**1 062 537**	**1 153 128**	**1 054 105**	**1 355 145**	**927 814**	**946 227**

Le poste **Consultants** comprend (en 2011) des honoraires de géologie réservoir (9 000 $), des honoraires de l'Institut national de recherche scientifique (INRS) (11 500 $) et les coûts d'une pétro physique de diagraphie (10 050 $) et ce type de dépense était auparavant comptabilisé chez le commandité. Au cours de 2005 à 2008, tel que mentionné à la réponse de la question 6.1, Intragaz a simplement accru l'utilisation de consultants pour des mandats divers tels réalisation de dessin, étude de risque, étude de vibration, mise à jour du plan d'urgence, audit divers, etc.

En ce qui concerne les **Consommables**, les variations annuelles découlent de l'augmentation des prix du méthanol et des huiles utilisées. Le prix du méthanol a connu une pointe en 2008 pour se stabiliser par la suite.

Vous trouverez ci-après le tableau 12 qui comprend les principaux éléments ayant influencé les fluctuations du compte d'**Entretien et réparations** ajusté pour tenir compte du compte **Divers** (ligne 12, tableau 11).

Tableau 12

Dépenses d'entretien & réparations ($) du site de Saint-Flavien
Principaux éléments causant des fluctuations annuelles

	(1)	(2) Budget 2011	(3) 2010	(4) 2009	(5) 2008	(6) 2007	(7) 2006	(8) 2005
4	Coût relié au bris moteur C2 (SFL)		101 081					
5	Overhaul C2 à SFL			168 669				
6	Remplacement pré chambre C1 (SFL)							25 888
7	Entretien & réparation en provenance de Divers							
8	Réentrée et diagraphies puits SF7					316 358		
9	Travaux intégrité des puits	11 400	8 007	44 957	102 315	20 347	34 187	69 778
10	**TOTAL**	**11 400**	**109 088**	**213 626**	**102 315**	**336 705**	**34 187**	**95 666**

En ce qui concerne les postes de dépenses **Divers** (ligne 18, tableau 11) qui exclut les dépenses reliées à l'entretien et réparations, vous trouverez ci-après un tableau comprenant les principaux éléments causant des fluctuations annuelles.

Tableau 13

Dépenses - Divers ($) du site de Saint-Flavien
Principaux éléments causant des fluctuations annuelles

	(1)	(2) Budget 2011	(3) 2010	(4) 2009	(5) 2008	(6) 2007	(7) 2006	(8) 2005
4	Audit environnemental		6 637					
5	Analyse de risque global			14 269				
6	Analyse de risque technologique			12 390				
7	Perte sur disposition de materiel de forage					46 015		
8	Radiation de projet en cours SF20 et SF21					74 888		
9	20e anniversaire d'intragaz	15 825						
10	**TOTAL**	**15 825**	**6 637**	**26 659**	**0**	**120 903**	**0**	**0**

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 22.

Préambule :

Le tableau 3 présente l'évolution des dépenses liées à la recharge du commandité, pour la période 2005-2010.

Question :

7.1 Veuillez expliciter davantage sur les raisons pour lesquelles les recharges sont effectuées.

Réponse :

Voir aussi la réponse à la question 5.1 de la FCEI.

Nous croyons opportun de faire une rétrospective de la création du site de stockage de Pointe-du-Lac afin de bien comprendre la nature des services rendus par Intragaz inc., le commandité.

Lors de la mise en opération du site de stockage de Pointe-du-Lac, Intragaz société en commandite et Intragaz inc. ont été créées en vue d'en assurer l'exploitation. C'est à ce moment que le rôle d'Intragaz inc. (commandité) a été défini comme celle qui fournit les services techniques et de gestion à la société en commandite qui exploite le site de stockage de Pointe-du-Lac.

Même s'il s'agit de deux sociétés distinctes, elles ont toujours été gérées comme une seule entité. **Elles forment un tout** avec les services que l'on retrouve dans la plupart des entreprises de cette taille. Les services de Ressources humaines, Finances, Comptabilité, Administration, Ingénierie, Géologie et la Direction sont assumés par Intragaz inc. Les coûts directs d'opération sont assumés dans Intragaz, société en commandite et comprennent les coûts de main-d'œuvre directe des sites, un contremaître et un chargé de projet.

Nous avons toujours considéré que ces deux sociétés forment un tout et la performance financière d'Intragaz SEC était évalué après qu'elle ait absorbé 100 % des coûts du commandité (à titre de recharge du commandité).

À compter de 2002, d'autres sociétés se sont greffées à Intragaz. Il s'agit d'Intragaz Énergie SEC, d'Intragas US Inc. et d'Intragaz Exploration SEC. Ces nouvelles sociétés œuvraient dans la recherche de site d'entreposage et d'hydrocarbures et utilisaient le même type de personnel que celui requis pour l'exploitation d'un site de stockage.

Les activités de ces nouvelles sociétés étant marginales par rapport à l'activité stockage, la philosophie est demeurée la même, c'est-à-dire qu'Intragaz inc. et Intragaz SEC sont considérées comme une seule entité dédiée au stockage au Québec et Intragaz inc. recharge ses coûts lorsqu'elle rend des services aux autres sociétés en commandite. Cela a donc pour effet de réduire les dépenses d'exploitation d'Intragaz inc. qui autrement seraient absorbées par l'activité stockage.

Ainsi lorsque des employés du commandité travaillent pour des activités autres que le stockage, le temps est compilé et rechargé mensuellement à la société concernée en y ajoutant une partie des frais généraux du commandité (frais de bureau, chauffage, électricité, etc.) en fonction du prorata de la main-d'œuvre rechargée par rapport aux coûts totaux de main-d'œuvre. Intragaz SEC absorbe donc toutes les dépenses du commandité sauf celles rechargées aux autres sociétés en commandite.

Quant à la nature des services rendus par Intragaz inc. aux autres sociétés en commandite, il s'agit principalement de travaux de géologie, d'ingénierie et dans une moindre mesure de services administratifs telle la comptabilité par exemple. Finalement, il est utile de rappeler que les activités des autres sociétés en commandite d'Intragaz sont très limitées. Intragaz envisage même la possibilité d'abandonner certaines sociétés.

Le but ultime des recharges du commandité à Intragaz SEC est d'intégrer dans une seule entité l'ensemble des dépenses reliées au stockage alors que les recharges aux autres sociétés visent à exclure de l'activité stockage les dépenses qui se rapportent aux activités marginales.

Question :

7.2 Veuillez fournir la formule de détermination de la recharge du commandité pour les années 2005 à 2010.

Réponse :

Il n'y a pas de formule de détermination de la recharge du commandité. Les recharges sont effectuées de la façon suivante.

Lorsque des employés du commandité travaillent pour des activités autres que le stockage, le temps est compilé et rechargé mensuellement à la société concernée en y ajoutant une partie des frais généraux du commandité (frais de bureau, chauffage, électricité, etc.) en fonction du prorata de la main-d'œuvre rechargée par rapport aux coûts totaux de main-d'œuvre. Par exemple, si les coûts de main-d'œuvre rechargés à Intragaz Exploration SEC au cours d'un mois donné totalisent 4 % de la main-d'œuvre

du mois, nous allons ajouter 4 % des frais généraux du commandité (frais de bureau, chauffage, électricité, etc.) aux recharges du commandité.

Intragaz SEC absorbe par la suite toutes les dépenses du commandité sauf celles rechargées aux autres sociétés en commandite.

Question :

7.3 Veuillez présenter l'évolution des composantes de la rubrique recharges du commandité pour les années 2005 à 2009, sous le format présenté à l'annexe 1.2 de la pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 42. Veuillez expliquer les écarts importants.

Réponse :

Vous trouverez ci-après le tableau 1 présentant l'évolution des dépenses d'exploitation du commandité et indirectement des recharges de ce dernier. Pour les mêmes raisons que celles évoquées à la réponse à la question 6.1 de la Régie de l'Énergie, nous avons inclus, à ce tableau, le budget d'exploitation de 2011 du commandité.

Tableau 1

Dépenses d'exploitation du commandité en $
pour le budget 2011 et les exercices financiers de 2010 à 2005

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Description	**Budget 2011**	**2010**	**2009**	**2008**	**2007**	**2006**	**2005**
	Salaires et avantages sociaux	1 548 500	1 356 521	1 201 861	602 078	679 249	807 008	1 699 109
	Honoraires professionnels	142 900	284 841	317 047	142 315	422 440	285 600	342 112
	Assurances, taxes et permis	20 200	24 897	24 868	25 717	24 017	27 321	28 372
	Loyer	99 400	86 332	96 002	105 459	93 950	110 327	123 215
	Énergie	16 000	16 608	18 885	17 298	12 568	8 412	8 081
	Communications	20 500	16 222	16 947	11 654	13 544	21 257	20 990
	Location-équipement	4 300	4 351	4 457	4 340	4 667	6 676	4 996
	Fournitures de bureau	20 900	13 928	14 110	14 131	17 020	26 915	29 712
	Entretien et services	80 400	48 866	163 889	53 348	51 134	72 967	62 824
	Formation Adm et Géologie/Réservoir	54 800	24 423	37 437	28 974	11 902	29 019	25 525
	Transport, hébergement et repas	22 200	11 739	28 783	4 488	3 571	2 002	1 791
	Allocation automobile et location de véhicule	21 800	8 204	21 557	32 408	25 207	35 119	(4 982)
	Associations	0	100 000	18 750	0	0	0	0
	Divers	21 700	45 451	97 167	37 304	32 034	34 322	53 543
	Amortissements	36 700	21 900	21 876	21 427	33 218	60 061	64 684
	Total des dépenses d'exploitation	**2 110 300**	**2 064 283**	**2 083 636**	**1 100 941**	**1 424 521**	**1 527 006**	**2 459 972**
	Recharges aux autres sociétés	(250 876)	(198 165)	(217 880)	(157 739)	(130 021)	(278 988)	(648 556)
	Recharge du commandité à Intragaz SEC	**1 859 424**	**1 866 118**	**1 865 756**	**943 202**	**1 294 500**	**1 248 018**	**1 811 416**

Pour mieux expliquer les variations annuelles des dépenses du commandité, nous avons isolé les **Salaires et charges sociales** qui feront l'objet d'une explication à part. Vous trouverez ci-après le tableau des dépenses du commandité sans les salaires et charges sociales. Nous avons aussi inclus à ce tableau des dépenses qui seront comptabilisées dans Intragaz SEC mais qui étaient auparavant comptabilisées dans le commandité afin d'améliorer la comparabilité par année. Il s'agit des 3 derniers postes du tableau soit **Honoraires professionnels**, **Coûts cause tarifaire** et **Frais généraux**.

Tableau 2

Dépenses d'exploitation du commandité sans les salaires et charges sociales en $ pour le budget 2011 et les exercices financiers de 2010 à 2005

(1) Description	(2) Budget 2011	(3) 2010	(4) 2009	(5) 2008	(6) 2007	(7) 2006	(8) 2005
Salaires et avantages sociaux							
Honoraires professionnels	142 900	284 841	317 047	142 315	422 440	285 600	342 112
Assurances, taxes et permis	20 200	24 897	24 868	25 717	24 017	27 321	28 372
Loyer	99 400	86 332	96 002	105 459	93 950	110 327	123 215
Énergie	16 000	16 608	18 885	17 298	12 568	8 412	8 081
Communications	20 500	16 222	16 947	11 654	13 544	21 257	20 990
Location-équipement	4 300	4 351	4 457	4 340	4 667	6 676	4 996
Fournitures de bureau	20 900	13 928	14 110	14 131	17 020	26 915	29 712
Entretien et services	80 400	48 866	163 889	53 348	51 134	72 967	62 824
Formation Adm et Géologie/Réservoir	54 800	24 423	37 437	28 974	11 902	29 019	25 525
Transport, hébergement et repas	22 200	11 739	28 783	4 488	3 571	2 002	1 791
Allocation automobile et location de véhicule	21 800	8 204	21 557	32 408	25 207	35 119	(4 982)
Associations	25 000	100 000	18 750	0	0	0	0
Divers	21 700	45 451	97 167	37 304	32 034	34 322	53 543
Amortissements	36 700	21 900	21 876	21 427	33 218	60 061	64 684
Honoraires professionnels (Intragaz SEC) [1]	87 600						
Coûts cause tarifaire (Intragaz SEC)	50 000						
Frais généraux (Intragaz SEC)[2]	66 900						
Transfert à associations	(25 000)						
Total des dépenses d'exploitation	**766 300**	**707 762**	**881 775**	**498 863**	**745 272**	**719 998**	**760 863**

[1]Détail honoraires professionnels (ligne 19)

Relations de travail	57 000
Avis légaux divers	8 000
Comptabilité	17 600
Embauche	5 000
	87 600

[2]Détail Frais généraux (ligne 21)

Associations	25 000
Commandite	14 200
Congrès, cotisation, déplacement	27 700
	66 900

Pour mieux expliquer les variations importantes, nous allons procéder par poste de dépenses.

Concernant les **Honoraires professionnels**, ceux-ci sont moins élevés en 2011 qu'au cours des 2 années précédentes. Il faut cependant prendre en considération les honoraires professionnels (87 600 $) et les coûts reliés à la cause tarifaire (50 000 $) qui étaient comptabilisés dans le commandité avant 2011 (voir les items en gris). En ajoutant ces deux montants, nous obtenons 280 500 $ en honoraires professionnels pour 2011 et cela se compare aux deux exercices précédents. Les Honoraires professionnels de 2008 ont été peu élevés au cours de cette là. Cela est attribuable au peu d'activité à ce chapitre pour en 2008. L'année 2007 comportait des dépenses d'honoraires reliées à la cause tarifaire de 137 770 $, des honoraires en relation de travail de 75 355 $ ainsi que des honoraires reliés à la recherche de personnel afin de combler les postes vacants (environ 86 000 $). L'année 2006 a également été active au niveau des relations de travail (68 902 $) et de la cause tarifaire (74 775 $). Quant à l'année 2005, les honoraires de relation de travail se sont élevés à 61 560 $ et des honoraires reliés à une poursuite judiciaire d'environ 122 000 $.

En ce qui a trait à la rubrique **Loyer**, l'année 2010 comportait un ajustement de l'ordre de 7 100 $ relié à un exercice antérieur.

Concernant le poste **Entretien et services**, il comporte une hausse d'un peu plus de 30 000 $ en 2011 par rapport à 2010. En général, l'année 2010 a été celle avec les plus faibles dépenses entre 2005 et 2011 et ne constitue pas le meilleur comparatif avec 2011. L'année 2011 comporte aussi certaines dépenses nouvelles par rapport à 2010 soit :

- Contrat de service de logiciel d'interprétation de diagraphie (3 000 $)
- Contrat de service de logiciel de gestion documentaire (2 000 $)
- Autres services non utilisés en 2011 (peinture) (4 000 $)

Le budget 2011 pour ce poste, comparativement a 2010, comporte aussi des prévisions à la hausse au niveau des coûts reliés à l'embauche, aux abonnements et aux dépenses en courrier d'environ 7 000 $. Les charges d'impôts sont également prévues à ce poste et les prévisions de 2011 à 5 000 $ se comparent à un retour d'impôts de 3 000 $ en 2011 pour un impact total de 8000 $. Concernant les autres années, l'exercice 2008 incluait une dépense de relocalisation de personnel d'un montant d'un peu plus de 107 000 $ et l'année 2006 comprenait une perte reliée à la fermeture du bureau de Calgary d'environ 7 800 $.

Les coûts de **Formation** de 2011 sont plus élevés, par rapport à 2010, d'environ 30 000 $. A priori, l'année 2010 n'est pas représentative puisqu'elle est la deuxième plus faible depuis 2005. De plus, l'équipe de géologie/réservoir a ajouté un nouveau membre en 2010 et nous avons donc deux employés dans ce département qui sont au début de leur carrière et dont les besoins de formation sont élevés. Il est à noter que les formations ou congrès concernant la géologie, la géophysique et l'ingénierie réservoir se donnent en général à l'extérieur de la province (Calgary, Houston, etc.).

En ce qui concerne les dépenses reliées au déplacement (**Transport hébergement et repas** – ligne 14, et **Allocation d'auto et location de véhicule** – ligne 15), le budget 2011 prévoit des dépenses qui s'apparentent davantage à 2009.

La rubrique **Associations** comporte des coûts de 25 000 $ en 2011 en comparaison à 100 000 $ en 2010. Il s'agit dans ce cas-ci de l'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ). L'année 2010 a fait l'objet d'une cotisation supplémentaire auprès des membres de l'association.

Vous trouverez ci-après le tableau 3 faisant ressortir les principaux éléments ayant occasionné des fluctuations au niveau du poste **Divers**.

Tableau 3

Comptes Divers

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Description	**Budget 2011**	**2010**	**2009**	**2008**	**2007**	**2006**	**2005**
Conférence APGQ		10 400	8 056				
Commandite Construction batiment à SFL			50 000				
Honoraire géologie (transfert de connaissance)			9 250				
Fondation UQTR et CEGEP							13 000
Fête 150 e de Saint-Flavien							4 613
TOTAL	**0**	**10 400**	**67 306**	**0**	**0**	**0**	**17 613**

Concernant le poste **Salaires et charges sociales** du commandité, celui-ci a fluctué considérablement au cours de la période observée. Tel que déjà mentionné dans la pièce Intragaz-1, Document 1, page 21, il y a deux raisons majeures à ces fluctuations soit l'impact des personnes qui ont travaillé sur le projet Rabaska et les postes vacants.

En ce qui concerne le projet Rabaska, les honoraires générés par ce projet ont été entièrement déduits du poste **Salaires et charges sociales**. Parce que les recharges incluaient une majoration (pour récupérer les frais généraux et inclure une marge bénéficiaire), ces honoraires ont fait en sorte que la dépense de salaires et charges sociales du commandité a été artificiellement basse pour ces années. Vous trouverez ci-après un tableau démontrant la dépense de salaires et charges sociales en excluant l'impact des honoraires facturés au projet Rabaska.

Tableau 4

Explications - Fluctuation salaires du commandité ($)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Année	**Budget 2011**	**2010**	**2009**	**2008**	**2007**	**2006**	**2005**	**2004**
Salaires	1 548 481	1 356 514	1 201 861	602 078	679 249	807 008	1 699 109	1 859 789
Honoraires Rabaska	0	0	124 536	661 209	751 953	1 018 784	292 974	156 000
TOTAL EXCLUANT RABASKA	1 548 481	1 356 514	1 326 397	1 263 287	1 431 202	1 825 792	1 992 083	2 015 789
Nb d'employés	13,00	12,00	13,00	13,00	17,00	18,00	21,00	21,00
Nb d'employés équiv. t. complet	12,77	11,33	11,16	10,88	13,50	15,25	17,41	18,92
Nb d'employés équiv. t. complet sans Rabaska	12,77	11,33	10,66	8,71	10,50	12,25	14,41	18,59
Cadres	5	5	4	5	4	4	5	5
Cadres - Rabaska	0	0	1	2	2	2	2	1
Employés horaire	6	6	6	5	9	6	7	9
Employés horaire - Rabaska	0	0	0	1	1	1	1	0
Employés temporaires	1	0	1	0	1	1	1	2
Bureau Calgary cadres	0	0	0	0	0	4	5	4
Main-d'œuvre externe	1	1	1	0	0	0	0	0
TOTAL	**13**	**12**	**13**	**13**	**17**	**18**	**21**	**21**
ÉQUIVALENT TEMPS COMPLET								
Cadres	5	4,33	3,83	3,71	4	4	4,25	5,67
Cadres - Rabaska	0	0	0,5	1,67	2	2	2	0,33
Employés horaire	6	6	5,58	5	5,83	5,33	6,08	8,58
Employés horaire - Rabaska	0	0	0	0,5	1	1	1	0
Employés temporaires	0,77	0	0,33	0	0,67	0,5	0,54	0,67
Bureau Calgary cadres	0	0	0	0	0	2,42	3,54	3,67
Main-d'œuvre externe	1	1	0,92	0	0	0	0	0
TOTAL	**12,77**	**11,33**	**11,16**	**10,88**	**13,5**	**15,25**	**17,41**	**18,92**

Les fluctuations résiduelles de cette rubrique après ces ajustements (Rabaska) sont en grande partie dues à la fluctuation du nombre d'employés équivalent temps plein et des augmentations annuelles de salaire.

En ce qui concerne les années 2010 et 2011, l'évolution du poste **Salaires et charges sociales** est attribuable en partie aux augmentations annuelles mais aussi à d'autres éléments dont les principaux sont cités ci-après :

Augmentation de salaire annuelle	40 680 $
Stagiaire (logiciel de gestion documentaire) [1]	50 300 $
Gain sur euros en 2010 (personnel de GDF Suez rémunéré en euros)	25 600 $
Géologue pendant 12 mois versus une année partielle en 2010	36 600 $

1. Pour l'année 2011 seulement

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 22.

Préambule :

Le tableau 4 présente l'évolution des dépenses d'entretien et de réparation, pour la période 2005-2010.

De plus, Intragaz fait référence aux montants illustrés au tableau 4 : « *On dénote que le niveau de dépenses annuelles a varié de plus de 200 000 $ durant la période observée*. »

Question :

8.1 Veuillez ventiler les dépenses entre les sites d'emmagasinage.

Réponse :

	Dépenses d'entretien et de réparation (000 $)					
	2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
Pointe-du-Lac	303,8	213,9	144,7	198,7	190,4	181,7
Saint-Flavien	223,1	206,9	189,1	196,6	356,6	301,0
TOTAL	526,9	420,8	333,8	395,3	547,0	482,7

Compte tenu des reclassifications du compte **Divers** à **Entretien et réparations**, le tableau précédent devrait plutôt se lire tel que ci-après. Voir la réponse à la question 6.1 de la Régie de l'énergie, page 2, deuxième paragraphe.

	Dépenses d'entretien et de réparation (000 $)					
	2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
Pointe-du-Lac	303,8	213,9	144,7	198,7	190,4	241,4
Saint-Flavien	292,9	241,1	525,8	298,9	398,6	334,1
TOTAL	596,7	455,0	670,5	497,6	589,0	575,5

Question :

8.2 Veuillez reconstituer l'écart de 200 000 $.

Réponse :

Le montant de 200 000 $ indiqué à la pièce B-003, Intragaz-1, document 1, page 22 était un montant arrondi. Le montant non arrondi est 213 200 $ et il correspond à la différence entre l'année ayant le montant le plus élevé (547 000 $) et celle ayant le montant le plus bas (333 800 $).

À la suite de la reclassification de certaines dépenses d'**Entretien et réparations** incluses dans **Divers**, l'écart entre l'année ayant le montant le plus élevé (670 500 $) et celle ayant le montant le plus bas (455 000 $) est maintenant de 215 500 $, donc sensiblement le même qu'avant la reclassification.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 22.

Préambule :

« (…) *l'année 2009 comprend un entretien majeur d'environ 200 000 $ sur un compresseur, alors que l'année 2010 a été ponctuée d'un bris important ayant coûté 100 000 $.* »

Question :

9.1 Veuillez expliquer l'entretien majeur de 200 000 $ qui a été effectué sur le compresseur.

Réponse :

Il s'agit d'un entretien préventif après 25 000 heures de marche (*Top Overhaul*) recommandé par le manufacturier (voir fiches aux pages suivantes).

Fiche d'entretien

TOP END OVERHAUL CATERPILLAR G3608

- Remise à neuf des 8 têtes de moteur
- Remise à neuf du turbocharger
- Remise à neuf des 2 starters
- Remise à neuf du régulateur de gaz de service
- Remplacer les 8 connecting rod bearings
- Remplacer les seals des 8 gas admission valves
- Remplacer les o-rings et gaskets des 8 préchambres
- Nettoyer les 8 prechamber tips
- Remplacer les 8 prechamber check valves
- Remplacer les 8 combustion sensors
- Remplacer la wastegate
- Remplacer les 8 spark plugs
- Remplacer les 8 spark plug extenders
- Remplacer les filtres à l'huile moteur
- Remplacer le filtre à l'huile hydraulique
- Remplacer l'huile moteur
- Remplacer l'huile hydraulique

Product: GAS ENGINE
Model: G3608 GAS ENGINE BEN00264
Configuration: G3608 INDUSTRIAL AND GENERATOR BEN00001-UP

Operation and Maintenance Manual
G3600 Engines
Media Number -SEBU7563-09 **Publication Date -01/04/2010** **Date Updated -27/04/2010**

i03247357

Overhaul (Top End)

SMCS - 7595-020-TE

Scheduling a Top End Overhaul

Table 1 lists the approximate number of service hours before a top end overhaul for different G3600 Engine applications.

Table 1

Estimated Service Hours Before a Top End Overhaul		
Fuel	**Compression Ratio**	**Service Hours**
Wellhead gas or natural gas	9.2:1	25000
Natural gas	10.5:1	15000
Bio-gas	9.2:1	10000 to 14000

Top end overhauls are normally scheduled according to the projection of exhaust valve stems. This measurement provides an accurate indication of the rate of valve wear. This measurement can be used to predict when a cylinder head requires replacement.

Measure the projection of the exhaust valve stems at the first 1000 service hours. This measurement is the baseline. The baseline is a reference for subsequent measurements. Continue to periodically measure the projection.

Plan for the top end overhaul as the valve stem projection approaches the maximum limit. Perform the top end overhaul when the valve stem projection has increased by a total of 2.3 mm (.09 inch). **Do not allow the projection of the exhaust valve stems to exceed this limit.**

Note: Generally, cylinder heads wear out at different rates. In some cases, servicing the cylinder heads at different times may be the most economic decision. This depends on the valve stem projection of the individual cylinders. However, this decision must include the costs of additional downtime that is caused by this procedure. Perform an economic analysis in order to determine if cylinder heads should be serviced as a group or divided into smaller groups.

Note: The generator or the driven equipment may also require service when the engine overhaul is performed.

Top End Overhaul Information

A top end overhaul involves servicing the cylinder heads and turbochargers. Also, some other engine components are inspected.

Top end overhauls require more tools than preventive maintenance. The following tools are needed for restoring the engine to factory specifications:

- Torque wrenches
- Dial indicators
- Accurate measurement tools
- Cleaning equipment
- Rebuilding equipment

Caterpillar dealers are equipped with these tools. Caterpillar dealers can provide a flat rate price for a top end overhaul.

Unexpected problems may be found during a top end overhaul. Plan to correct these problems, if necessary.

- Buildup in the cylinders from excessive oil consumption
- Plugging of the aftercooler from coolant that is poorly maintained
- Degradation of the oil cooler from hydrogen sulfide in the fuel

Inspect the following components according to the instructions that are in Caterpillar reusability publications. Refer to Guidelines for Reusable Parts and Salvage Operations, SEBF8029, "Index of Publications on Reusability or Salvage of Used Parts".

Your Caterpillar dealer can provide these services and components. Your Caterpillar dealer can ensure that the components are operating within the appropriate specifications.

If you elect to perform an overhaul without the services of a Caterpillar dealer, be aware of the following recommendations.

The following definitions explain the terminology for the services that are performed during an overhaul:

Inspect - Inspect the components according to the instructions that are in Caterpillar reusability publications. Refer to Guidelines for Reusable Parts and Salvage Operations, SEBF8029, "Index of Publications on Reusability or Salvage of Used Parts". The guidelines were developed in order to help Caterpillar dealers and customers to avoid unnecessary expenditures. New parts are not required if the existing parts can still be used, reconditioned, or repaired. If the components are not in the reusability guidelines, refer to the Service Manual, "Specifications" module.

Rebuild - The component can be reconditioned in order to comply with reusability guidelines.

Replace - The service life of the part is exhausted. The part may fail before the next maintenance interval. The part must be replaced with a part that meets functional specifications. The replacement part may be a new part, a Cat remanufactured part, a rebuilt part, or a used part. Some worn components may be exchanged with your Caterpillar dealer. Consult your Caterpillar dealer about repair options for your engine.

Table 2

Top End Overhaul	
Procedure	**Component**
Inspect/Replace	Seals for the gas admission valve Precombustion chambers Drive coupling
Rebuild	Gas pressure regulator Starting motor Turbochargers
Replace	Connecting rod bearings Cylinder heads and gaskets Oil temperature regulators Spark plug extenders Water temperature regulators

Copyright 1993 - 2011 Caterpillar Inc.
All Rights Reserved.
Private Network For SIS Licensees.
Thu Apr 28 13:21:58 EDT 2011

Question :

9.2 Veuillez expliquer la nature du bris important ayant coûté 100 000 $.

Réponse :

Il s'agissait d'un bris soudain et accidentel à la suite d'une défaillance d'un coussinet du vilebrequin moteur. Ce bris qui a occasionné des coûts de 360 000 $ était couvert par l'assurance bris de machine dont la franchise était de 100 000 $. L'assureur a clairement établi que ce bris n'était pas lié à une faute d'Intragaz.

Question :

9.3 Veuillez indiquer si l'équipement dont le bris a coûté 100 000 $ est toujours en exploitation, ou s'il a été remplacé par un nouvel actif. Le cas échéant, veuillez indiquer si cet actif a été radié des livres.

Réponse :

Tel qu'indiqué à la réponse précédente le bris a coûté 360 000$ alors que la somme de 100 000 $ représente la franchise d'assurance. Le moteur en question a été réparé et remis en marche.

Question :

9.4 Veuillez indiquer si depuis 2005, Intragaz aurait remplacé des actifs dont la durée de vie n'était pas encore terminée. Veuillez fournir les détails le cas échéant.

Réponse :

En 2005, Intragaz a acquis un nouveau véhicule (camion) et a donné en échange un camion ayant une valeur comptable de 895 $. En novembre 2006, Intragaz a acquis une souffleuse à neige et a disposé d'une souffleuse en février 2007 qui avait une valeur comptable de 184 $. Intragaz n'a pas remplacé d'équipement non amorti depuis cette période.

Par ailleurs, Intragaz a indiqué dans la pièce B-0003, Intragaz1, Document 1, page 23, ligne 15 qu'elle n'a pas eu à radier d'actif de façon prématurée. Nous considérions les montants ci-haut mentionnés comme étant non significatifs.

Question :

9.5 Veuillez expliquer le processus de détermination entre remplacer un actif ou encourir une dépense pour réparer un actif.

Réponse :

Les principaux facteurs entrant en considération sont:

- L'importance relative de la réparation par rapport à la valeur du bien
- L'efficacité envisagée de la réparation à ramener le bien en bon état de marche
- La durée de vie restante du bien : est-ce que ça vaut la peine de le réparer?
- Le bon fonctionnement du bien autre que le problème ponctuel faisant l'objet de la réflexion
- La disponibilité d'un bien de remplacement et/ou l'urgence de ramener le bien en état de marche: parfois l'on n'a pas le choix de procéder à une réparation
- La disponibilité de pièces ou expertise pour réparer le bien.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 40.

Préambule :

L'annexe 1 présente les dépenses d'exploitation de l'exercice terminé le 31 décembre 2010.

Question :

10.1 Veuillez ventiler la rubrique « Assurances, taxes et permis » totalisant 598 193 $.

Réponse :

Tableau 1

Rubrique Assurances, Taxes et permis ($)
des sites de Point-du-Lac et Saint-Flavien
pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 et budget 2011

	(1)	(2)	(3)
		2010	Budget 2011
4	**Assurances, taxes et permis**	**598 193**	**608 300**
5	Taxes municipales / scolaires	139 603	143 100
6	Assurances	333 602	331 100
7	Rentes et redevances	58 372	62 500
8	Baux de surface	41 340	42 700
9	Redistribution aux particuliers	25 276	28 900
10	**TOTAL**	**598 193**	**608 300**

Question :

10.2 Veuillez expliquer en quoi consiste la rubrique « Divers » totalisant 198 325 $.

Réponse :

Tableau 2

Rubrique Divers ($)
des sites de Point-du-Lac et Saint-Flavien
pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010 et budget 2011

	(1)	(2)	(3)
		2010	Budget 2011
	Divers	**198 325**	**139 950**
	Divers - station	5 954	4 400
	Divers - chantier	0	1 500
	Location - équipement (Exploitation)	1 764	2 700
	Santé et sécurité	15 615	14 000
	Cours et formation (Exploitation)	9 928	17 000
	Divers - autres [(a)]	163 190	97 650
	Repas	1 874	2 700
		198 325	**139 950**
(a)	Divers autres	11 423	24 600
	Mesure de pression du puits SF-07	5 707	11 400
	Ingénierie et essai préalable au work over du puits SF-19	25 125	
	Audit environnemental (Génivar)	13 274	
	Bris outil de plan d'eau à PDL	59 700	
	Radiation de projets en cours à PDL	47 961	
	Disposition - Canal des Seigneurs		30 000
	20e anniversaire d'Intragaz		31 650
	Divers - autres	**163 190**	**97 650**

Note : Nous vous référons à la réponse soumise à votre question 6.1 où un montant de 92 832 $ a été reclassé dans les dépenses d'**Entretien et réparations.**

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : (i) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 40;
(ii) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 41.

Préambule :

(i) À l'annexe 1 de la référence (i), Intragaz présente les dépenses d'exploitation de l'exercice terminé le 31 décembre 2010. La rubrique « salaires et charges sociales » totalise 902 817 $.

(ii) À l'annexe 1.1 de la référence (ii), Intragaz présente la rubrique « salaire et avantages sociaux cadres » totalisant 189 592 $, ainsi que la rubrique « salaire et avantages sociaux horaires » totalisant 713 225 $. Ces deux rubriques totalisent 902 817 $.

Question :

11.1 En plus des explications déjà fournies, veuillez ventiler le montant de 902 817 $ en dollars, par nature de dépenses :

- Salaire de base (nombre et type d'effectif, tel que bureau, métiers, techniciens, ingénieurs, professionnels, cadres, …) ;
- Temps supplémentaire;
- Avantages sociaux ;
- Incitatif au rendement des employés (primes) ;
- Coûts associés à la formation ;
- Inflation;
- Autres.

Réponse :

Vous trouverez ci-après le tableau 1 qui ventile le poste salaires et charges sociales de l'année 2010.

Tableau 1

	TOTAL	CADRES	EMPLOYÉS
Salaires	711 427	149 400	562 027
Salaire formation	6 297	1 322	4 975
Bénéfices sociaux	141 102	29 631	111 471
Autres avantages	43 991	9 238	34 753
Total	**902 817**	**189 592**	**713 225**

Définitions:
Salaire: salaire de base, temps supplémentaire, vacances, congés, maladie et augmentation (inflation)*
Autres avantages: Boni (incitatif au rendement), programme d'incitation au conditionnement physique et achat d'équipement informatique
**Les salaires de 2009 ont été majorés de 2,5% pour les employés horaires et de 2,8% pour les cadres.*

Employés:	TOTAL	CADRES	EMPLOYÉS
Chargé de projet	1	1	0
Contremaitre	1	1	0
Manœuvre	1	0	1
Manœuvre 1er répondant (sur appel)	1	0	1
Ouvrier d'entretien E	1	0	1
Ouvrier d'entretien M	1	0	1
Technicien opérateur	6	0	6
Total	**12**	**2**	**10**

Heures:	TOTAL	CADRES	EMPLOYÉS
Régulier	21 225	3 677	17 548
Temps sup.	639	0	639
Formation	198	21	177
Total	**22 061**	**3 698**	**18 364**

Question :

11.2 Quelle a été l'augmentation salariale moyenne de l'année 2010?

Réponse :

Augmentation moyenne des employés horaires : 2,50 %

Augmentation moyenne des employés cadres : 2,80 %

Question :

11.3 Veuillez définir la rubrique « Salaires et avantages sociaux horaires » au préambule (ii). [Nous soulignons]

Réponse :

Il s'agit d'employés rémunérés sur une base horaire. Les employés cadres quant à eux sont rémunérés sur une base hebdomadaire.

Question :

11.4 Veuillez préciser les taux de croissance des salaires prévus aux conventions collectives de travail conclues avec les syndicats des employés d'Intragaz, et ce, pour les années couvertes par ces conventions.

Réponse :

Tableau 2

Année	Augmentation annuelle prévue
2011	2,50 %
2012	2,50 %
2013	2,50 %
2014	2,50 %
2015	2,50 %
2016	2,50 %

Voir la pièce Intragaz-1, Document 1, Annexe 1.1, page 41, ligne 8, colonne 2 et Annexe 1.3, page 43, ligne 8, colonne 2.

La convention collective comprend une clause d'ajustement de salaire advenant que l'indice des prix à la consommation soit supérieure à 2,5 %, mais avec un maximum de 3 %.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 41.

Préambule :

À la pièce citée en référence, Intragaz présente le calcul du taux pondéré d'indexation qu'il est proposé d'affecter aux dépenses d'exploitation. Chaque grand poste des dépenses d'exploitation est indexé selon un facteur différent.

Question :

12.1 Un taux de 3 % est proposé pour l'indexation des salaires des employés cadres pour 2011. Selon les informations contenues dans la pièce en référence, ce taux correspond à la prévision de l'entreprise Aon Conseil pour 2011. Veuillez produire l'extrait de l'étude produite par la firme conseil Aon qui présente la prévision de la croissances des budgets consacrés aux augmentations salariales des entreprises pour 2011 ainsi que la prévision de l'augmentation salariale moyenne pour la même année.

Réponse :

Vous trouvez ci-après l'étude produite par la firme Aon Conseil intitulée « Les prévisions salariales 2011 d'AON Conseil (70105) ». Cette étude a été obtenue auprès du CRHA (Conseillers en Ressources humaines agréés) sur leur site WEB. Intragaz a utilisé le tableau 7 (augmentation du budget de salaire) pour déterminer le taux de 3 % pour l'indexation des employés-cadres pour 2011.

Question :

12.2 À titre de comparaison, veuillez produire les plus récentes prévisions salariales du Conseil du Patronat du Québec pour 2011.

Réponse :

Voir document du Conseil du patronat du Québec ci-joint.

Question :

12.3 Le taux d'inflation prévu par Desjardins est utilisé pour indexer les « *Autres dépenses d'exploitation* ». Veuillez produire un tableau comparant les dernières prévisions de la Banque Toronto Dominion, de la CIBC, de la Banque de Montréal et de la Banque Royale du Canada pour le taux de croissance de l'IPC Québec de 2011.

Réponse :

Voici les prévisions pour le taux de croissance de l'IPC Québec 2011.

Banque	**Prévisions IPC Québec 2011**
Banque Toronto Dominion	2,4
CIBC	1,9
Banque de Montréal	3,5
Banque Royale du Canada	2,2
Moyenne	2,5

Les prévisions salariales 2011 de Aon Conseil

Monsieur **Claude Leroux, CRHA**, conseiller principal, rémunération et responsable du dossier, peut être joint par téléphone [514 845-6231] ou par courrier électronique [claude.leroux@aon.ca].

Introduction
L'enquête annuelle sur les prévisions salariales réalisée par Aon Conseil a permis d'obtenir les données de 329 organisations. Ces données, qui couvrent 11 secteurs d'activité, 10 provinces et 3 territoires, ont été recueillies entre le 14 juin et le 18 août 2010.

Les résultats de l'enquête se veulent un outil clé pour aider les entreprises à prendre des décisions éclairées en matière de rémunération. Cette année, l'enquête contient des informations sur la manière dont les employeurs gèrent la rémunération dans le climat économique actuel et cinq sections y sont présentées :

- Augmentations réelles accordées en 2010, hausses prévues des salaires et des échelles salariales en 2011
- Gestion des échelles salariales et des salaires
- Résultats selon la province
- Résultats selon le secteur d'activité
- Résultats selon la catégorie d'emplois

Interprétation des résultats
Pour interpréter les résultats de cette enquête, il est important de prendre certains éléments en considération.

Parmi les entreprises participantes de cette année, 67 % des entreprises avaient déjà entamé leurs démarches d'établissement des budgets d'augmentation salariale pour 2011[1]. Les autres (soit 33 %) n'avaient pas entamé leur exercice d'établissement des budgets à la date de la fermeture de l'enquête. Aon Conseil publiera une mise à jour de l'enquête et présentera les budgets alloués par les organisations pour 2011.

Vu la situation économique de ces dernières années, un nombre plus important d'entreprises a décidé de geler les salaires en 2009, 2010 ou en 2011. Comme à chaque année, un certain nombre d'entreprises participantes déclarent avoir imposé un gel des salaires, mais les résultats des deux dernières années montrent que cette mesure a été adoptée plus souvent que lors des deux années précédentes. En conséquence, lorsque cela est approprié, nous présentons les résultats médians et moyens pour toutes les entreprises qui n'envisagent pas d'implanter de gels salariaux, ainsi que les résultats combinés pour l'échantillonnage complet des entreprises participantes. De plus, nous avons consacré une partie du rapport aux pratiques des entreprises en matière de gel salarial.

Selon les résultats de notre enquête, le taux médian[2] d'augmentation des salaires accordé en 2010 a été de 2,5 %, le même qu'en 2009. Considérant le faible taux d'inflation en 2010, comme en témoigne l'Indice des prix à la consommation (IPC), les hausses de salaire accordées en 2010 représentent une augmentation du pouvoir d'achat des employés.

Pour 2011, les entreprises prévoient allouer des augmentations de salaire un peu plus élevées, soit de l'ordre de 2,8 %, ce qui est nettement supérieur aux dernières mesures du taux d'inflation (1,8 % d'août 2009 à août 2010). De telles augmentations auraient pour effet de rehausser davantage le pouvoir d'achat des employés, même s'il faut tenir compte des limitations inhérentes à l'IPC en tant que mesure exacte du coût de la vie au Canada.

Quant aux échelles salariales, l'augmentation médiane en 2010 a été de 2,0 % tout comme en 2009. Pour 2011, les employeurs prévoient appliquer ce même taux de majoration, soit 2,0 %.

Étant donné le nombre important d'entreprises ayant imposé des gels salariaux au cours des deux dernières années, nous présentons ci-dessous les augmentations (réelles et projetées) pour toutes les entreprises participantes (c.-à-d. incluant le gel des salaires) ainsi que, séparément, pour les entreprises qui n'ont pas gelé les salaires.

Tableau 1 – Résultats globaux

	Incluant les entreprises prévoyant des gels		**Excluant les entreprises prévoyant des gels**	
	Augmentation réelle accordée en 2010 ***(Médiane)***	**Augmentation prévue en 2011** ***(Médiane)***	**Augmentation réelle accordée en 2010** ***(Médiane)***	**Augmentation prévue en 2011** ***(Médiane)***
Salaire	2,5 %	2,8 %	2,6 %	3,0 %
Échelle salariale	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %

Gestion des échelles salariales et des salaires
Le tableau ci-dessous illustre l'incidence de cette mesure pour les années 2009 et 2010 de même que les intentions des entreprises pour 2011.

Vu le climat économique turbulent de ces dernières années, le nombre d'entreprises qui ont gelé les salaires a été beaucoup plus élevé en 2009 et 2010 que lors des années antérieures.

Tableau 2 – Incidence des gels salariaux

	2009	2010	Prévue en 2011
Aucun gel salarial	68,8 %	84,5 %	91,0 %
Gel des salaires	18,3 %	6,7 %	4,5 %
Gel des salaires avec des exceptions	12,8 %	8,8 %	4,5 %
Aucune réponse	s. o.	s. o.	s. o.

Note : De l'échantillon, 33 % n'avait pas entamé leurs démarches d'établissement des budgets d'augmentation salariale pour 2011, mais selon la tendance reflétée, nous anticipons qu'environ 91 % en octroieront.

En 2009, 31 % ont déclaré avoir gelé les salaires de leurs employés. En 2010, on observe une diminution importante du nombre de gels puisque près de 16 % des entreprises ont déclaré avoir gelé les salaires.

Pour 2011, seulement 9 % des entreprises participantes envisagent d'avoir recours à une telle mesure. Cette diminution du nombre de gels semble indiquer que les employeurs pensent que le pire de la crise économique est derrière eux, mais qu'ils doivent continuer à faire preuve de prudence en 2011 comme en 2010.

Résultats selon la province (incluant les zéros)
Les augmentations de salaire et des échelles salariales prévues au Canada sont très semblables d'une province à l'autre. Environ 12 % des entreprises semblent appliquer un taux d'ajustement différent à leurs échelles salariales, et ce, pour mieux refléter les particularités du marché de l'emploi dans les régions où elles ont des opérations.

Les tableaux ci-dessous montrent les augmentations des salaires et des échelles salariales de 2010 et les projections pour 2011.

Tableau 3 – Augmentation du budget des salaires

	Nombre d'organisations	Augmentation accordée en 2010	Augmentation accordée en 2010	Augmentation prévue en 2011	Augmentation prévue en 2011
		(Médiane)	*(Moyenne)*	*(Médiane)*	*(Moyenne)*
Colombie-Britannique	140	2,5 %	2,5 %	3,0 %	2,7 %
Alberta	137	2,5 %	2,5 %	3,0 %	2,8 %
Saskatchewan	85	2,5 %	2,7 %	3,0 %	2,9 %
Manitoba	93	2,5 %	2,6 %	2,8 %	2,7 %
Ontario	223	2,5 %	2,4 %	2,5 %	2,5 %
Québec	160	2,5 %	2,5 %	3,0 %	2,7 %
Nouveau-Brunswick	69	2,5 %	2,5 %	3,0 %	2,7 %
Nouvelle-Écosse	79	2,5 %	2,6 %	3,0 %	2,7 %
Île-du-Prince-Édouard	44	2,5 %	2,5 %	2,5 %	2,7 %
Terre-Neuve-et-Labrador	48	2,5 %	2,6 %	3,0 %	2,7 %
Yukon	9	3,0 %	2,4 %	2,5 %	2,8 %
Territoires-du-Nord-Ouest	15	2,3 %	2,3 %	3,0 %	3,1 %
Nunavut	11	2,7 %	2,4 %	3,0 %	3,1 %

Note : Le nombre d'entreprises, lorsque additionné, est supérieur au nombre de participants, compte tenu qu'une entreprise peut exercer des activités dans plus d'une province.

Tableau 4 – Augmentation des échelles salariales

	Nombre d'organisations	Augmentation accordée en 2010	Augmentation accordée en 2010	Augmentation prévue en 2011	Augmentation prévue en 2011
		(Médiane)	*(Moyenne)*	*(Médiane)*	*(Moyenne)*
Colombie-Britannique	140	2,0 %	1,7 %	2,0 %	2,0 %
Alberta	137	2,0 %	1,7 %	2,0 %	1,9 %
Saskatchewan	85	2,0 %	1,8 %	2,0 %	2,0 %
Manitoba	93	2,0 %	1,7 %	2,0 %	1,9 %

Ontario	223	2,0 %	1,7 %	2,0 %	2,0 %
Québec	160	2,0 %	1,6 %	2,0 %	2,0 %
Nouveau-Brunswick	69	2,0 %	1,7 %	2,0 %	1,9 %
Nouvelle-Écosse	79	1,8 %	1,6 %	2,0 %	1,9 %
Île-du-Prince-Édouard	44	2,0 %	1,6 %	2,0 %	2,0 %
Terre-Neuve-et-Labrador	48	2,0 %	1,8 %	2,0 %	1,9 %
Yukon	9	2,0 %	1,8 %	1,5 %	1,2 %
Territoires-du-Nord-Ouest	15	2,0 %	1,9 %	2,0 %	2,1 %
Nunavut	11	2,0 %	2,4 %	2,0 %	2,3 %

Note : Le nombre d'entreprises, lorsque additionné, est supérieur au nombre de participants, compte tenu qu'une entreprise peut exercer des activités dans plus d'une province.

Résultats selon le secteur d'activité (incluant les zéros)
Les augmentations de salaire prévues ne varient pas de façon significative d'un secteur d'activité à un autre au Canada. Les tableaux suivants montrent les augmentations des salaires et des échelles salariales de 2010 et les projections pour 2011 par secteur d'activité.

Tableau 5 – Augmentation du budget des salaires

	Nombre d'organisations	**Augmentation accordée en 2010**	**Augmentation accordée en 2010**	**Augmentation prévue en 2011**	**Augmentation prévue en 2011**
		(Médiane)	*(Moyenne)*	*(Médiane)*	*(Moyenne)*
Vente au détail et vente en gros	33	2,5 %	2,5 %	2,7 %	2,6 %
Secteur public, parapublic, municipal/éducation	53	2,5 %	2,3 %	2,4 %	2,0 %
Services professionnels	19	2,3 %	2,4 %	3,0 %	2,9 %
Organismes à but non lucratif/associations	23	2,5 %	2,5 %	3,0 %	2,8 %
Ressources naturelles	8	3,0 %	3,2 %	3,0 %	3,4 %
Médias/communications/ publications	11	2,0 %	1,8 %	2,0 %	2,1 %
Manufacturier/construction	53	2,5 %	2,2 %	2,8 %	2,4 %
Sciences de la vie	28	3,0 %	2,6 %	2,8 %	2,3 %
Haute technologie	19	3,0 %	2,7 %	2,2 %	2,4 %
Services financiers/ immobilier	49	2,5 %	2,8 %	3,0 %	2,8 %
Autres entreprises du secteur privé	26	2,5 %	2,4 %	3,0 %	2,9 %
Canada	329	2,5 %	2,5 %	2,8 %	2,5 %

Tableau 6 – Augmentation des échelles salariales

	Nombre d'organisations	**Augmentation accordée en 2010**	**Augmentation accordée en 2010**	**Augmentation prévue en 2011**	**Augmentation prévue en 2011**
		(Médiane)	*(Moyenne)*	*(Médiane)*	*(Moyenne)*
Vente au détail et vente en gros	30	2,0 %	1,8 %	2,0 %	2,0 %
Secteur public, parapublic, municipal/éducation	53	2,3 %	2,2 %	2,0 %	2,0 %
Services professionnels	19	1,6 %	1,6 %	-	-
Organismes à but non lucratif/associations	23	2,0 %	1,9 %	2,0 %	1,4 %
Ressources naturelles	8	2,5 %	2,1 %	-	-
Médias/communications/					

publications	11	1,0 %	1,0 %	2,0 %	2,3 %
Manufacturier/construction	53	2,0 %	2,0 %	2,0 %	2,1 %
Sciences de la vie	28	2,0 %	2,0 %	2,1 %	2,0 %
Haute technologie	19	2,5 %	2,2 %	2,0 %	2,0 %
Services financiers/ immobilier	49	2,0 %	1,8 %	2,0 %	2,1 %
Autres entreprises du secteur privé	26	2,0 %	1,6 %	2,0 %	1,8 %
Canada	329	2,0 %	1,9 %	2,0 %	2,0 %

Résultats selon la catégorie d'emplois
Environ 23 % des entreprises participantes ont rapporté octroyer des pourcentages d'augmentation différents selon la catégorie d'emplois dans l'organisation. Les hausses salariales médianes accordées au Canada en 2010 varient entre 2,0 % à 2,5 % selon la catégorie d'emplois, comparativement à des prévisions variant entre 2,0 % à 3,0 % pour 2011.

Il est à noter que 77 % des entreprises qui n'ont pas déclaré de telles différences ont été exclues de cette analyse.

Les tableaux ci-dessous présentent la valeur des prévisions d'augmentation selon la catégorie d'emplois dans l'entreprise.

Tableau 7 – Augmentation du budget des salaires

	Augmentation accordée en 2010	**Augmentation accordée en 2010**	**Augmentation prévue en 2011**	**Augmentation prévue en 2011**
	(Médiane)	*(Moyenne)*	*(Médiane)*	*(Moyenne)*
Cadres supérieurs	2,5 %	2,7 %	3,0 %	2,5 %
Gestionnaires	2,5 %	2,6 %	3,0 %	2,7 %
Professionnels	2,5 %	2,7 %	2,5 %	2,8 %
Personnel de soutien	2,2 %	2,3 %	2,5 %	2,4 %
Personnel de vente	2,0 %	2,4 %	2,0 %	2,0 %
Personnel syndiqué	2,5 %	2,3 %	2,0 %	2,3 %

Tableau 8 – Augmentation des échelles salariales

	Augmentation accordée en 2010	**Augmentation accordée en 2010**	**Augmentation prévue en 2011**	**Augmentation prévue en 2011**
	(Médiane)	*(Moyenne)*	*(Médiane)*	*(Moyenne)*
Cadres supérieurs	2,0 %	2,1 %	2,0 %	1,5 %
Gestionnaires	2,0 %	2,1 %	2,0 %	1,7 %
Professionnels	2,0 %	2,0 %	2,0 %	1,8 %
Personnel de soutien	2,0 %	1,8 %	2,0 %	1,7 %
Personnel de vente	2,0 %	1,7 %	2,0 %	1,6 %
Personnel syndiqué	2,2 %	2,3 %	2,0 %	2,3 %

À propos d'Aon Conseil
Aon Conseil est un joueur de premier plan sur le marché des sociétés-conseils en ressources humaines au Canada. Au Québec, nous comptons 585 employés répartis dans deux bureaux, dont le principal est situé à Montréal. Forts de toute l'expérience acquise depuis 1965, nous mettons tout en œuvre pour aider nos clients à atteindre leurs objectifs d'affaires grâce à notre expertise reconnue en capital humain, retraite et assurance collective. Au quotidien, la promesse Aon se traduit entre autres par notre engagement à mettre en œuvre des solutions novatrices et personnalisées qui contribueront au succès de nos clients.

Aon Conseil compte sur l'appui de l'une des plus importantes équipes de capital humain au Québec, constituée de près d'une vingtaine d'experts entièrement consacrés à l'étude et à la prestation de conseils dans les domaines de la rémunération, de la gestion stratégique du talent et de la communication.

Riche d'un bagage professionnel imposant, l'équipe de rémunération aide ses clients à prendre des décisions éclairées en rémunération, fondées sur des informations fiables et axées sur la réalisation de leurs objectifs d'affaires. Nous comptons sur des ressources cumulant plusieurs années d'expérience en entreprises et en consultation pour développer des solutions simples et pratiques qui serviront de catalyseur à l'atteinte des objectifs d'affaires de nos clients.

Adresse Web : www.aon.ca

[1] En 2009, à pareille date, 48 % des entreprises n'avaient pas entamé leur exercice d'établissement des budgets et 34 % étaient à l'étape préliminaire.
[2] La médiane ou le 50e centile signifie la valeur au-dessous et au-dessus de laquelle on retrouve 50 % des entreprises.

Source : Prévisions salariales 2011

Reproduction, diffusion et distribution, intégrales ou partielles, par quelque procédé que ce soit, interdites sans l'autorisation de l'Ordre des conseillers en ressources humaines agréés [info@portailrh.org].

Prévisions salariales 2011

Conseil du patronat du Québec

S'ALLIER POUR LA PROSPÉRITÉ

Mot du président

Conseil du patronat du Québec

L'accès à une main-d'œuvre de qualité, à un coût concurrentiel, constitue une des principales conditions de la prospérité. Voilà pourquoi le Conseil du patronat du Québec publie chaque année les prévisions salariales pour l'année à venir, en collaboration avec les meilleures firmes de consultation en ressources humaines.

Ce tour d'horizon des tendances salariales prévues pour 2011 vous aidera, nous l'espérons, à établir votre propre stratégie de rémunération. Grâce aux données contenues dans les pages qui suivent, vous pourrez :

- **Comparer les augmentations salariales que vous projetez pour votre entreprise à celles prévues dans votre propre secteur;**
- **Évaluer les augmentations des salaires et les ajustements d'échelles salariales de vos différentes catégories d'emploi;**
- **Connaître les écarts entre la croissance des salaires des différentes provinces.**

Cette publication, qui collige en un seul document des données stratégiques de première importance de quatre firmes, vous permet en un coup d'œil de connaître l'opinion des experts en matière de ressources humaines. Nous tenons à remercier encore une fois nos partenaires et à les féliciter pour leur travail rigoureux.

Bonne lecture!

Yves-Thomas Dorval
Président

Le Conseil du patronat du Québec remercie les firmes participantes pour leur contribution à la préparation des prévisions salariales 2011 :

AON

MERCER

MORNEAU SOBECO

TOWERS WATSON

Enquête sur les prévisions salariales 2010-2011 de Aon Conseil

***L'Enquête sur les prévisions salariales de Aon Conseil* s'est déroulée du 14 juin au 18 août 2010. Les entreprises utilisent ce type d'enquête pour ajuster, de façon concurrentielle, les salaires de leurs employés à tous les niveaux.**

Dans la foulée des résultats de l'enquête réalisée en 2009, l'enquête de cette année révèle les augmentations salariales accordées par les entreprises en 2010 et les augmentations prévues en 2011.

Au total, 329 entreprises représentant une grande variété de régions et de secteurs d'activité ont participé à l'enquête.

Le taux médian prévu des augmentations salariales pour 2011 est de 2,8 %.

Résultats

Résultats et observations d'ordre général :

- Le pourcentage d'entreprises qui gèlent les salaires diminue régulièrement depuis la crise économique de 2009.
- En 2009, plus d'une entreprise sur trois avait gelé d'une façon ou d'une autre les salaires; il y en avait une sur six en 2010.
- Seulement une entreprise sur onze prévoit geler les salaires en 2011.
- Le budget des augmentations salariales des entreprises devrait se situer entre 2,5 % et 3 % en 2011.

En 2009, plus de 30 % des répondants avaient gelé les salaires ou les avaient gelés avec quelques exceptions (autrement dit, un petit nombre d'employés ont pu bénéficier d'une augmentation alors que le salaire des autres était gelé). Ce pourcentage a diminué de plus de la moitié en 2010, avec moins de 15,5 % des entreprises ayant gelé les salaires cette année. En 2011, seulement 9 % des entreprises prévoient un gel salarial généralisé ou partiel (voir tableau 1).

Tableau 1 : Évolution des gels salariaux

	Réel 2009	Réel 2010	Prévu 2011
Augmentation de salaires	68,8 %	84,5 %	91,0 %
Gel de salaires	18,3 %	8,8 %	4,5 %
Gel de salaires avec exception	12,8 %	6,7 %	4,5 %

Tableau 2 : Augmentations 2010 et prévisions 2011 (y compris les gels salariaux)

	Réel 2010	Prévu 2011
Budget global des augmentations de salaire	2,5 %	2,8 %
Augmentation des structures salariales	1,8 %	2,0 %

En 2011, l'augmentation salariale moyenne devrait être de 2,8 %, comparativement à 2,5 % en 2010.

En 2010, les entreprises se sont montrées prudentes pour ce qui est des augmentations salariales. Selon les résultats de l'enquête, elles ont consacré à ces augmentations un budget équivalant à 2,5 %. Par ailleurs, elles ont augmenté de 2 % les structures salariales cette année.

Les entreprises comptent accorder des augmentations plus élevées en 2011 qu'en 2010. L'accroissement du budget des augmentations salariales devrait être d'environ 2,8 %; par contre, les entreprises maintiennent l'augmentation des structures salariales à 2 %. Une analyse plus détaillée des résultats indique qu'il y a peu de différence à l'égard du budget d'augmentations salariales entre les provinces (voir tableau 2).

Une analyse plus détaillée des résultats révèle très peu de différence entre les provinces et les secteurs d'activité relativement aux budgets d'augmentations salariales.

À l'exception de l'industrie des ressources naturelles qui prévoit des augmentations supérieures à celles indiquées dans le tableau 2, il y a peu de différence entre les industries.

Point de vue de Aon

Les résultats de l'*Enquête sur les prévisions salariales de Aon Conseil 2010-2011* permettent de tirer les conclusions suivantes :

- L'effet de la crise économique de 2009 sur les salaires s'estompe.
- La plupart des employeurs prévoient être en position favorable pour accorder des augmentations salariales supérieures à celles des années précédentes; toutefois moins élevées que celles consenties avant la crise économique.
- La plupart des employeurs jugent important de récompenser les employés par des augmentations salariales plus importantes en 2011.
- Le budget des augmentations salariales sera plus élevé en 2011 pour récompenser et fidéliser les employés les plus performants.
- En supposant que la reprise économique se poursuive, il est probable, vu la tendance ascendante que nous révèlent les résultats jusqu'à maintenant, que les budgets des augmentations de salaire dépassent ces chiffres en 2011.

Enquête 2011 sur la planification de la rémunération pour le personnel non syndiqué au Canada

MERCER

Les données proviennent de l'Enquête 2011 de Mercer sur la planification de la rémunération du personnel non syndiqué au Canada. Elles proviennent de 605 organisations canadiennes et ont été recueillies en juin 2010; elles reflètent les pratiques adoptées en matière de rémunération pour 845 340 employés non syndiqués.

Au Canada, les choses sont de retour à la normale, mais la prudence est de mise. En effet, la plupart des entreprises ont l'intention d'accorder des augmentations de salaires à leurs employés en tenant compte de budgets prudents. Le premier tableau présente les pourcentages d'augmentations de salaires et d'échelles salariales en 2010 (réelles) et 2011 (projetées) dans les organisations canadiennes qui ont l'intention d'accorder des augmentations de salaires.

Les employeurs canadiens indiquent qu'ils ont octroyé cette année des augmentations de salaires, tel que prévu en 2009, et qu'ils prévoient accorder une augmentation moyenne du salaire de base de 2,9 % en 2011. Le nombre d'entreprises qui ont gelé les salaires a diminué énormément, passant de 31 % en 2009 à 6 % en 2010. Seules 2 % ont l'intention de le faire pour tous leurs employés en 2011.

Les employeurs prévoient des augmentations semblables pour toutes les catégories d'employés (cadres supérieurs, gestionnaires, personnel professionnel, gens de métier et employés de bureau), soit de 2,8 % ou de 2,9 %. Dans le passé, les augmentations accordées à la haute direction étaient supérieures à celles qui étaient octroyées aux autres catégories d'employés. Cependant, depuis quelques années, les cadres supérieurs reçoivent des augmentations alignées sur celles des autres catégories d'employés.

Tableau 1 : Augmentations de salaires et de structures actuelles (2010) et projetées (2011) par niveau hiérarchique

	Haute direction	Cadres	Professionnels (Ventes et autres)	Soutien administratif/ techniciens	Tous les employés
Augmentations de salaires					
2010 (actuelles)	3,0 %	2,9 %	2,8 %	2,8 %	2,9 %
2011 (projetées)	2,9 %	3,0 %	2,9 %	2,9 %	2,9 %
Augmentations des échelles salariales					
2010 (actuelles)	2,3 %	2,2 %	2,2 %	2,2 %	2,3 %
2011 (projetées)	2,3 %	2,3 %	2,2 %	2,3 %	2,3 %

Tableau 2 : Moyenne des augmentations salariales projetées pour 2011 (%)

Secteurs d'activité	Moyenne pour tous les employés (sans tenir compte des valeurs zéros)
Pétrole et gaz	3,4 %
Produits pharmaceutiques et biotechnologie	3,2 %
Ressources naturelles	3,2 %
Haute technologie et télécommunications	3,1 %
Fabrication – biens durables	2,9 %
Secteur public et OBNL	2,9 %
Finance, banques et investissements	2,8 %
Commerce de gros et de détail	2,7 %

Bien que les signes d'une reprise économique soient variables, les employeurs font preuve d'optimisme dans l'établissement de leur budget salarial. L'augmentation de 2,9 % prévue pour 2011 est supérieure à celle de 2,7 % octroyée cette année, et beaucoup plus élevée que celle de 2,0 % accordée en 2009.

Le deuxième tableau présente la moyenne des augmentations salariales projetées pour 2011 pour certains secteurs d'activité. Les secteurs du pétrole et du gaz et celui des ressources naturelles continuent d'allouer les budgets d'augmentations salariales les plus élevés. La réduction des budgets projetés dans le secteur public peut être attribuée aux restrictions salariales prévues par la loi, en Ontario et au Québec. Les secteurs de la haute technologie et des télécommunications, qui ont octroyé des augmentations inférieures à la moyenne en 2010, prévoient accorder des augmentations supérieures à la moyenne en 2011.

Les augmentations projetées au Canada sont comparables d'une région à l'autre, allant de 2,7 % dans les provinces de l'Atlantique, au Québec, au Manitoba et dans les Territoires du Nord-Ouest à 2,9 % en Alberta. Les faibles différences de pourcentage indiquent que la plupart des entreprises établissent leurs budgets d'augmentations salariales sans tenir compte des régions, mais plutôt selon une échelle nationale.

L'enquête sur les tendances et prévisions en matière de rémunération et avantages sociaux pour 2011

MORNEAU SOBECO

L'enquête de Morneau Sobeco sur les tendances et prévisions en matière de rémunération et avantages sociaux pour 2011 est fondée sur des données recueillies auprès de 305 organisations embauchant plus d'un million d'employés au Canada. L'enquête a été conduite entre la mi-juin et la mi-août 2010 et couvre une gamme étendue d'enjeux de rémunération globale. Les tableaux suivants présentent les principales constatations de l'enquête en matière de salaires de base pour le Canada et des résultats plus détaillés pour le Québec par secteurs d'activité.

Malgré une reprise fragile, les répondants à l'enquête *Rémunération – Tendances et prévisions 2011* sont moins nombreux à prévoir des gels de salaire pour 2011 qu'ils ne l'étaient l'an dernier, et ceux qui planifient des hausses salariales sont plus généreux. Ainsi, les augmentations salariales prévues par les 305 répondants à l'enquête s'élèvent à 2,7 % en moyenne, dépassant légèrement les anticipations communiquées l'an dernier. Par comparaison, la tendance centrale des augmentations réellement observées dans l'enquête nationale de rémunération 2010 de Morneau Sobeco est de 2,2 %. Les anticipations d'augmentations des budgets salariaux pour 2011 se situent dans une fourchette de 2 % à 3,5 % tous secteurs confondus.

Les répondants à l'enquête représentent des organisations qui emploient au total plus d'un million de personnes au Canada, principalement dans les secteurs manufacturier (31 %), financier (13 %) et commercial (13 %). Les moyennes observées d'augmentations de budgets salariaux prévus dans ces secteurs sont respectivement de 2,8 %, 3,1 % et 2,5 %. Les augmentations les plus élevées sont prévues par les répondants d'organisations du secteur de l'extraction minière, du pétrole et du gaz (moyenne de 4 %) et les plus faibles par ceux d'organisations du secteur des soins de santé et de l'assistance sociale (moyenne de 2,1 %).

Tableau 1 : Augmentations salariales par catégories d'emploi, Canada (%)

Catégorie d'emploi	Prévue 2010**	Réelle 2010*	Prévue 2011**
Cadres supérieurs	2,5	2,6	2,6
Cadres et professionnels	2,5	2,5	2,6
Personnel technique et administratif	2,5	2,0	2,6
Personnel d'opération ou de production	2,4	0,5	2,4

* Enquête nationale 2010 Morneau Sobeco ** Enquêtes 2010 et 2011 Rémunération – Tendances et prévisions

Tableau 2 : Augmentations de salaire moyennes anticipées en 2011 au Québec dans certains secteurs et sous-secteurs d'activité (%)

	Cadres supérieurs		Personnel d'opération ou de production	
	Structures	Salaires	Structures	Salaires
Résultat d'ensemble	**1,7**	**2,8**	**1,8**	**2,4**
Fabrication	1,8	2,6	1,9	2,4
Fabrication d'aliments, boissons et produits du tabac	1,3	2,5	2,0	2,7
Fabrication de produits pharmaceutiques	1,9	2,8	1,8	2,9
Fabrication de produits métalliques	n.d.	2,6	2,3	2,4
Fabrication de matériel de transport	n.d.	2,0	n.d.	2,0
Commerce de gros	1,8	3,6	1,8	2,8
Commerce de détail	1,0	3,0	2,2	2,5
Transport et entreposage	2,8	2,5	1,5	1,7
Finance et assurances	1,8	3,0	1,8	3,2
Sociétés d'assurance et activités connexes	1,9	3,1	1,8	3,0
Services professionnels, scientifiques et techniques	2,0	3,5	n.d.	3,0
Autres services (excluant l'administration publique)	n.d.	2,2	n.d.	2,3
Administration publique	1,3	3,4	1,0	1,6

Ces indicateurs reflètent les anticipations des 101 répondants à l'enquête en provenance du Québec.

Les répondants localisés en Alberta prévoient une augmentation importante de rentabilité en comparaison à leurs prévisions de l'an dernier. Cette perception se reflète dans les anticipations d'augmentations salariales par région, les répondants de Calgary prévoyant les hausses moyennes les plus élevées (3,4 %) de toutes les grandes villes canadiennes, alors qu'ils annonçaient les plus faibles l'an dernier.

Au Québec, les augmentations salariales anticipées sont situées dans un intervalle de 2 % à 3,5 % entre les 10e et 90e rangs centiles et pourraient atteindre 2,7 % en moyenne. Selon les répondants, cette moyenne pourrait atteindre 3,2 % en incluant d'éventuels rajustements aux fins de rattrapages salariaux ou promotions. Le tableau suivant présente les augmentations moyennes anticipées dans plusieurs secteurs pour deux catégories d'emploi excluant ces provisions.

Rapport sur les prévisions salariales 2010-2011 de Towers Watson Data Services

TOWERS WATSON

Chaque année, Towers Watson mène un sondage sur les pratiques courantes et les tendances en matière de gestion de la rémunération au Canada. Cette année, 200 organisations ont participé à notre sondage.

Les données ont été réparties par ordre de bénéfices, par secteur d'activité, par province ou région et par taille de l'organisation. Elles ont ensuite été réparties selon les groupes d'employés suivants :

- Cadres supérieurs
- Gestionnaires
- Professionnels/techniciens
- Personnel de soutien administratif
- Employés horaires

Faits saillants

Nous avons noté une hausse impressionnante (36 %) du nombre d'organisations qui ont prévu des augmentations salariales en 2010 (94,5 %) par rapport à celles qui ont accordé des augmentations salariales en 2009 (69,5 %). De plus, le pourcentage d'organisations participantes qui prévoient des augmentations salariales en 2011 (97,7 %) est légèrement plus élevé par rapport à celles qui en ont prévu en 2010.

Tableau 1 : Les taux d'augmentation du salaire de base

Échantillon global	Réel 2009	Budget 2010	Prévu 2011
Cadres supérieurs	3,4 %	2,9 %	3,1 %
Gestionnaires	3,1 %	2,8 %	3,0 %
Professionnels / techniciens	2,9 %	2,8 %	2,9 %
Personnel de soutien administratif	2,9 %	2,8 %	2,9 %
Employés horaires	3,1 %	2,7 %	3,0 %

Un plus grand nombre d'organisations projettent de rajuster le point milieu des fourchettes salariales en 2011, comparativement à celles qui ont déjà rajusté ou qui projettent de le faire en 2010. Environ une organisation participante sur quatre a un budget pour des augmentations salariales liées à des promotions de l'ordre de 1,4 % de la masse salariale de base.

Les taux d'augmentation du salaire de base inscrits ci-dessus reflètent les augmentations générales, incluant les augmentations liées au coût de la vie et au mérite. Les gels et les réductions de salaires sont exclus.

Si vous désirez obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec Mathieu Boisvert au 514 982-2043.

Conseil du patronat du Québec

1010, rue Sherbrooke Ouest, bureau 510
Montréal (Québec) H3A 2R7

Tél. : 514.288.5161 / 1 877.288.5161
Téléc. : 514.288.5165
www.cpq.qc.ca

Conception graphique : www.oblik.ca

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : (i) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 23;
(ii) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 24;
(iii) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 26;
(iv) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 27.

Préambule :

(i) « *Depuis 2006,* les *investissements annuels sont principalement reliés au maintien de l'intégrité et de la performance des installations ainsi qu'au renouvellement des équipements dont la durée de vie est terminée*.
(…)
Durant la période 2006-2010, Intragaz a investi en moyenne 1 021 400 $ par année en dépenses de capital requises pour maintenir l'intégrité et la performance de ses sites. Malgré le vieillissement des actifs d'Intragaz, la somme de 1 M$ par année est considérée raisonnable comme projection des investissements qui seront requis en moyenne au cours des 5 prochaines années. »

(ii) « *Par contre, il* faut *qu'Intragaz ait la possibilité de demander l'autorisation de la Régie pour effectuer des investissements exceptionnels si jamais un tel besoin se présentait*. » (nos soulignés)

(iii) « *Intragaz n'a pas réalisé de travaux visant l'ajout de capacité d'emmagasinage depuis 2006. Les immobilisations ajoutées depuis ce temps visaient principalement le maintien de l'intégrité et de* la *performance des installations et le remplacement d'équipements. Vous trouverez ci-après au tableau 7 la valeur des immobilisations ajoutées entre 2005 et 2010*.»

Tableau 7

Investissements annuels (000 $)					
2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
9 618	1 493	242	198	2 198	976

(iv) « (…) *nous proposons d'utiliser une valeur de 1 M$ en investissements annuels aux fins de calcul de la base de tarification dans le cadre du calcul du revenu plafond. Cette somme correspond à la fois à la moyenne des investissements réalisés entre 2006 et 2010 et aussi à ce qu'Intragaz prévoit dans le futur.* » [Nous soulignons]

Question :

13.1 Veuillez définir la notion du « *maintien de l'intégrité et de la performance des installations* », contenu au préambule (iii).

Réponse :

La notion du « *maintien de l'intégrité et de la performance des installations* » englobe tout investissement qui n'est pas relié à l'accroissement de capacité.

Question :

13.2 Veuillez ventiler et commenter les montants d'investissements annuels présentés au Tableau 7 de la référence (iii) par projet réalisé, entre les catégories « *maintien de l'intégrité et de la performance des installations* » et « *remplacement d'équipements* », et entre les sites d'emmagasinage de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien.

Réponse :

Les investissements annuels effectués par Intragaz de 2006 à 2010 sont principalement liés au maintien de l'intégrité et de la performance des installations. En 2005, Intragaz avait effectué des investissements reliés à l'accroissement de capacité, soit l'ajout d'un compresseur à Saint-Flavien, de la sismique 3D et certains coûts concernant des forages effectués en 2004. En 2006, le projet d'ajout de service excédentaire a également été réalisé.

Les seuls remplacements d'équipement effectués au cours de cette période sont au niveau du matériel roulant en 2005.

Vous trouverez ci-après les tableaux donnant le détail des investissements pour les années 2006 à 2010. Les projets d'ajout de capacité sont présentés en ombragé.

Tableau 1

Détail des investissements de l'année 2005
Relié au maintien de l'intégrité et de la performance des installations

	(1)	(2)	(3)	(4)
	Description	**Pointe-du-Lac**	**Saint-Flavien**	**TOTAL**
	Modification climatisation télémétrie	5 950 $		
	Ajout d'un ventilateur pour le déshydrateur	5 185 $		
	Détecteur de gaz naturel	2 356 $		
	Armoire matériel inflammable	1 300 $		
	Remplacement d'un camion	35 722 $		
	Panneau hydraulique 1600 livres	3 895 $		
	Automatisation globale (reporté de 2004)	10 725 $		
	Nettoyage des puits	3 865 $		
	Modification des vannes de puits	65 731 $		
	Mise à jour des licences (système de contrôle)	13 595 $		
	Automatisation (boucles de contrôle)		8 551 $	
	Automatisation globale (reporté de 2004)		21 957 $	
	Outillage		12 305 $	
	Mise à jour des licences (système de contrôle)		13 154 $	
	Remplacement d'un camion		33 929 $	
	Ajout du compresseur C-2		5 931 787 $	
	Recomplétion des puits #1, 3 et 15		2 389 895 $	
	Forage du puits SF-18 (reporté de 2004)		-3 726 $	
	Forage du puits SF-19 (reporté de 2004)		223 632 $	
	Sismique 3D		835 549 $	
	Divers informatique & électronique		12 678 $	
	Sous-total acquisitions	**148 324 $**	**9 479 710 $**	**9 628 035 $**
	Disposition lors d'échange de véhicule		-895 $	-895 $
	Réévaluation de la valeur du compresseur C-2	-9 614 $		-9 614 $
	Total 2005	**138 711 $**	**9 478 815 $**	**9 617 526 $**

Note : Ces données ont été extraites de documents de gestion qui peuvent différer légèrement des données comptables.

Tableau 2

Détail des investissements de l'année 2006
Relié au maintien de l'intégrité et de la performance des installations

	(1)	(2)	(3)	(4)
	Description	**Pointe-du-Lac**	**Saint-Flavien**	**TOTAL**
	Modification de valves de puits	10 320 $		
	Nettoyage des puits (report de 2005)	429 131 $		
	Réservoir d'huile pour compresseur	5 282 $		
	Détecteur de gaz (2)	5 096 $		
	Outil de plan d'eau avec treuil et compteur	24 765 $		
	Restructuration du réseau de procédé	4 211 $		
	Passerelles d'accès et ventilateurs C-1, C-3, C-4	11 306 $		
	Aménagement de buttes de protection puits	6 622 $		
	Panneaux barrières avec porte incorporée		2 117 $	
	Sismique 3D (report de 2005)		34 478 $	
	Couverture isolante sur divers équipements		2 373 $	
	Travaux de modification de la bouilloire (Automatisation pour opération en astreinte)		6 411 $	
	Souffleuse à neige		2 633 $	
	Débitmètre de méthanol sur les puits SF-15, SF-16		11 660 $	
	Ajout du compresseur C-2		297 683 $	
	Ajout service excédentaire		774 208 $	
	Ingénierie de forage (actif radié)		25 416 $	
	Logiciel de simulation de réservoir		9 019 $	
	Sous-total acquisitions	**496 733 $**	**1 165 997 $**	**1 662 730 $**
	Radiation du projet d'étude de faisabilité pour remplacement du C-1	-69 317 $		-69 317 $
	Radiation du projet en cours pour conduite de transport		-47 291 $	-47 291 $
	Radiation de factures en litige pour forage SF-18		-27 664 $	-27 664 $
	Radiation de factures en litige pour forage SF-19		-25 048 $	-25 048 $
	Total 2006	**427 416 $**	**1 065 994 $**	**1 493 409 $**

Note : Ces données ont été extraites de documents de gestion qui peuvent différer légèrement des données comptables.

Tableau 3

Détail des investissements de l'année 2007
Relié au maintien de l'intégrité et de la performance des installations

	(1)	(2)	(3)	(4)
3	**Description**	**Pointe-du-Lac**	**Saint-Flavien**	**TOTAL**
4	Passerelles d'accès et ventilateurs C-1, C-3, C-4 (report de 2006)	31 607 $		
5	Classification de dessins de bâtiments selon Code électrique. Classe 1 Div 2	4 702 $		
6	Unité de chauffage C-1	10 016 $		
7	Modernisation panneau C-1	131 254 $		
8	Passerelle pour râtelier de tuyauterie		36 985 $	
9	Évents C-1 et C-2		17 818 $	
10	Ajout compresseur C-2		-10 900 $	
11	Ajout service excédentaire		53 547 $	
12	Installation d'une dalle chauffante		42 496 $	
13	Sismique 3D (crédit)		-30 048 $	
14	**Sous-total acquisitions**	**177 578 $**	**109 898 $**	**287 476 $**
15	Produit de disposition pour vente de deux roulottes (réf. SF-15, SF-16 et SF-17)		-45 000 $	-45 000 $
16	Produit de disposition pour vente d'une souffleuse		-184 $	-184 $
17	**Total 2007**	**177 578 $**	**64 714 $**	**242 293 $**

Note : Ces données ont été extraites de documents de gestion qui peuvent différer légèrement des données comptables.

Tableau 4

Détail des investissements de l'année 2008
Relié au maintien de l'intégrité et de la performance des installations

	(1)	(2)	(3)	(4)
	Description	**Pointe-du-Lac**	**Saint-Flavien**	**TOTAL**
	Aménagement pour protection des puits	9 560 $		
	Ignition moteur C-1	23 143 $		
	Automatisation de l'amené d'air du moteur C-1	36 498 $		
	Outillage	16 344 $		
	Divers informatique & électronique	3 795 $		
	Passerelle pour motoneige et VTT		1 500 $	
	Installation d'une dalle chauffante (reporté de 2007)		24 166 $	
	Transmetteurs de niveau méthanol SF-09, SF-14, SF-15, SF-17		8 798 $	
	Transmetteurs de pression pour protection pipeline SF-14, SF-17		4 360 $	
	Valve d'isolation sur tête de puits SF-09		14 732 $	
	Aliénation d'un crédit		11 501 $	
	Pompe méthanol station		14 021 $	
	Ligne de gaz de service indépendante pour les bouilloires		7 686 $	
	Positionneurs pour valves de contrôles SF-01, SF-03, SF-10, SF-12		7 791 $	
	Dépôt barils		3 373 $	
	Modification de programmation		10 586 $	
	Sous-total acquisitions	**89 340 $**	**108 514 $**	**197 854 $**
	Total 2008	**89 340 $**	**108 514 $**	**197 854 $**

Note : Ces données ont été extraites de documents de gestion qui peuvent différer légèrement des données comptables.

Tableau 5

Détail des investissements de l'année 2009
Relié au maintien de l'intégrité et de la performance des installations

	(1)	(2)	(3)	(4)
	Description	**Pointe-du-Lac**	**Saint-Flavien**	**TOTAL**
	Abri pour radiateur de la génératrice	2 389 $		
	Transformateur d'alimentation pour système de communication des puits	2 240 $		
	Remplacement des bristols	290 097 $		
	Ingénierie détaillée extension Nord-Est à Pointe-du-Lac (conduite)	24 968 $		
	Ingénierie détaillée extension Nord-Est à Pointe-du-Lac (compression)	22 993 $		
	Forage du puits d'observation B-306	498 000 $		
	Modification valve 3 voies		9 600 $	
	Installation d'équipement de télémétrie		12 445 $	
	Recomplétion du puits SF-17		1 335 197 $	
	Sous-total acquisitions	**840 687 $**	**1 357 242 $**	**2 197 930 $**
	Total 2009	**840 687 $**	**1 357 242 $**	**2 197 930 $**

Note : Ces données ont été extraites de documents de gestion qui peuvent différer légèrement des données comptables.

Tableau 6

Détail des investissements de l'année 2010
Relié au maintien de l'intégrité et de la performance des installations

	(1)	(2)	(3)	(4)
	Description	**Pointe-du-Lac**	**Saint-Flavien**	**TOTAL**
	Passerelles d'aluminium pour puits B297 et B306	2 000 $		
	Modification mécanique	5 635 $		
	Interrupteur de niveau, radar, indicateur	3 123 $		
	Modification HAZOP (sondes à niveau)	3 112 $		
	Outillage	4 733 $		
	Forage du puits d'observation B-306	6 566 $		
	Divers informatique & électronique	4 322 $	2 145 $	
	Modification valve 3 voies		2 559 $	
	Entrée d'air avec volet motorisé et plennum isolé ventilation C-2		3 195 $	
	Travaux de pose de ventilation du toit de C-2		1 165 $	
	Transmetteur de pression pour projet de télémétrie (reporté de 2009)		1 129 $	
	Recomplétion du puits SF-07		974 254 $	
	Raccordement du puits SF-07		9 903 $	
	Sous-total acquisitions	**29 490 $**	**994 351 $**	**1 023 841 $**
	Radiation des projets en cours au 31-12-09 pour Pointe-du-Lac extension Nord-Est	-47 961 $		-47 961 $
	Ajustement de la valeur du compresseur C-2 à Pointe-du-Lac (utilisation d'équipement pour réparation de deux têtes de moteur) [1]	-14 649 $		-14 649 $
	Total 2010	**-33 120 $**	**994 351 $**	**961 231 $**

[1] Ce montant n'a pas été considéré dans le tableau 7 de la pièce Intragaz-1, Document 1, page 26

Note : Ces données ont été extraites de documents de gestion qui peuvent différer légèrement des données comptables.

Question :

13.3 Veuillez justifier les besoins additionnels au montant de 1,0 M$ annuellement, alors que Intragaz n'a investi qu'en moyenne environ 1 M$ par année sur la période 2006-2010, en dépenses de capital requises, pour maintenir l'intégrité et la performance de ses sites (référence (i)), et qu'Intragaz entrevoit demander l'autorisation de la Régie pour se faire autoriser ses investissements (référence (ii)).

Réponse :

Nous regrettons que notre preuve ne soit pas suffisamment claire à l'égard du traitement proposé pour les investissements requis pour assurer le maintien de l'intégrité et de la performance des installations.

Essentiellement, notre proposition comporte deux éléments :

1) Un montant de 1 million $ par année qui sera inclus à la base de tarification aux fins de calcul du revenu plafond. Ce montant est à la fois basé sur la moyenne des investissements effectués de 2006-2010 et sur la moyenne de ce que nous prévoyons être requis à l'avenir. Tel que proposé dans la preuve, ce montant serait réévalué tous les cinq ans. Cette somme correspond à la fois à la moyenne

historique 2006-2010 et ce que nous prévoyons effectuer en investissements au cours des prochaines années (voir réponse à la question 13.5 de la Régie).

Il est important d'apporter ici une précision qui ne ressort peut-être pas de notre preuve. Ces investissements annuels de 1 million $ et l'amortissement proposé sur 33,21 années sont uniquement aux fins de tarification durant la période entre les mises à niveau (proposées tous les 5 ans). Lors de la mise à niveau quinquennale, Intragaz mettra à jour sa base de tarification en fonction des investissements réels effectués au cours des cinq dernières années, y compris l'amortissement accumulé qui sera calculé par catégorie d'actif et non au taux pondéré utilisé aux fins de tarification au cours des cinq années précédentes. En procédant ainsi, la base de tarification et la dépense d'amortissement refléteront, suite aux mises à niveau, les investissements réels ainsi que l'amortissement calculé par catégorie d'actif.

2) La possibilité de demander l'autorisation de la Régie pour effectuer des investissements exceptionnels si jamais un tel besoin se présentait. Cette mesure vise à protéger Intragaz dans l'éventualité peu probable où une situation exceptionnelle se présenterait qui ferait en sorte que le montant d'investissements annuel de 1 million $ prévu au tarif serait clairement insuffisant. Un exemple pourrait être de nouvelles normes environnementales qui nécessiteraient l'ajout d'équipements dispendieux afin de s'y conformer.

   Selon les circonstances, de tels coûts exceptionnels pourraient être en remplacement du 1 million $ déjà prévu ou en sus. Cette détermination ferait partie de la demande d'autorisation auprès de la Régie.

Question :

13.4 Veuillez préciser les « *investissements exceptionnels* » dont Intragaz a l'intention de demander l'autorisation de la Régie. De plus, veuillez indiquer le seuil d'investissement proposé par Intragaz auquel l'autorisation de la Régie serait requise.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.3 de la Régie. Intragaz n'a pas identifié des investissements exceptionnels dont elle a l'intention de demander l'autorisation de la Régie car il s'agira du cas par cas. Le qualificatif « exceptionnel » fait plutôt référence à des situations qui excèdent ce qui était prévu à la formule du revenu plafond et qui pourrait causer préjudice à Intragaz. Ces cas exceptionnels ne sont pas connus.

Intragaz n'avait pas proposé de seuil mais serait à l'aise avec celui proposé par l'ACIG à l'article 8.7.1 de sa demande d'intervention, soit 2,5 millions $.

Question :

13.5 Suite à l'affirmation d'Intragaz à la référence (iv), veuillez élaborer sur les investissements futurs (dépenses en capital requises) qu'Intragaz prévoit sur un horizon de 5 ans (2011-2016), pour l'aider à rencontrer ses objectifs.

Réponse :

Tableau 7

Prévisions ($) - Immobilisations 2011-2015
Site de Pointe-du-Lac

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
DESCRIPTION	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**Total**
Puits (completion et essais)		50 000		500 000		550 000
Mécanique et tuyauterie station			100 000			100 000
Compression			150 000			150 000
Bouilloire					500 000	500 000
Instrumentation	250 000	100 000				350 000
Informatique-exploitation			25 000			25 000
Matériel roulant		50 000		50 000		100 000
Divers	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	125 000
TOTAL	**275 000**	**225 000**	**300 000**	**575 000**	**525 000**	**1 900 000**

Moyenne 5 ans 380 000 $

La liste des investissements projetés pour chacun des sites est présentée dans les tableaux ci-après.

Les investissements pour Pointe-du-Lac sont pour le maintien des performances et pour la sécurité des installations, dont des composantes importantes sont le nettoyage des puits évalué à 500 000 $ en 2014 et une provision pour le possible remplacement de la bouilloire (500 000 $) en 2015.

Tableau 8

Prévisions ($) - Immobilisations 2011-2015
Site de Saint-Flavien

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
DESCRIPTION	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**Total**
Gaz coussin				150 000		150 000
Puits (completion et essais)	1 600 000		500 000		100 000	2 200 000
Conduite de collecte	140 000					140 000
Mécanique et tuyauterie station				100 000		100 000
Électronique		300 000				300 000
Informatique-exploitation		50 000	25 000			75 000
Matériel roulant		50 000		50 000		100 000
Divers	25 000	25 000	25 000	25 000	25 000	125 000
TOTAL	**1 765 000**	**425 000**	**550 000**	**325 000**	**125 000**	**3 190 000**

Moyenne 5 ans 638 000 $

Les investissements pour Saint-Flavien visent aussi le maintien des performances et la sécurité des installations et comprennent la recomplétion du puits SF-19 en 2011 (1 600 000 $), le remplacement du système de contrôle en 2012 (300 000 $) et la provision pour *work-over* d'un puits (non identifié) en 2013 (500 000 $).

Question :

13.6 Serait-il raisonnable de considérer que l'augmentation des sommes requises pour renouveler les équipements d'Intragaz (référence (iii)), dont la durée de vie est terminée, découle du vieillissement des actifs d'Intragaz, ce qui impliquerait une hausse des retraits d'actifs dans le futur?

Réponse :

En effet, tel qu'indiqué en réponse à la question 13.3 de la Régie, l'investissement annuel de 1 M$ proposé par Intragaz est basé sur la moyenne des investissements effectués de 2006 à 2010 et sur la moyenne de ceux prévus pour l'avenir. Il n'y a donc pas d'augmentation.

Intragaz ne prévoit pas une hausse des « retraits » au cours des prochaines années directement liée au vieillissement des actifs (Voir Intragaz-1, document 1, page 24, lignes 1 à 3). En terme de « stockage », les actifs d'Intragaz sont relativement jeunes (voir Intragaz-1, document 1, page 10, lignes 7 à 9).

Un seul investissement contenu dans les prévisions sur 5 ans présentées à la réponse à la question 13.5 de la Régie de l'énergie découle du remplacement d'un actif ayant atteint la fin de la durée de vie. Il s'agit d'une bouilloire à Pointe-du-Lac (voir le tableau 7, ligne 7, colonne 6).

De plus, à la réponse à la question 1.2 de la Régie, nous présentons la fin de la période d'amortissement pour les équipements majeurs. D'après la performance actuelle des équipements, il est envisageable que la durée de vie utile excèdera la fin de la période d'amortissement.

Un des éléments clé dans la duré de vie des actifs de stockage est l'entretien. À ce niveau, Intragaz s'est toujours efforcée d'effectuer le bon entretien au bon moment afin d'assurer la pérennité et la performance de ses actifs tout en contrôlant ses coûts.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : (i) Pièce B-0003, Intragaz 1, document 1, page 45.

Préambule :

L'annexe 3.1 présente les détails des actifs d'Intragaz au 1er janvier 2011.

Pour la rubrique « *Puits (forage)* », le coût d'acquisition est de 60,361 M$. Pour la rubrique « *Puits (complétion et essais)* », le coût d'acquisition est de 9,129 M$.

Question :

14.1 Veuillez différencier la nature des rubriques « *puits (forage)* » et « *puits (complétion et essais)* » présentées à la référence (ii).

Réponse :

Puits (forage)

Cette rubrique couvre tous les travaux reliés aux opérations de forage d'un nouveau puits pour l'exploitation ou l'observation des réservoirs souterrains.

Puits (complétion et essais)

Cette rubrique couvre tous les travaux reliés aux opérations effectuées sur un puits déjà foré soit pour sa complétion, sa recomplétion ou la réentrée dans le puits.

Voici la définition de complétion, recomplétion et réentrée.

Complétion	Couvre l'ensemble des opérations d'achèvement d'un puits, consistant en la mise en place de son équipement initial et les essais, afin de permettre la mise en service du puits, que ce soit en production, en injection ou en observation.
Recomplétion	Travaux de reprise des équipements de la complétion, soit en maintenance préventive, curative ou pour un changement de destination du puits.
Réentrée	Action de reprise de puits afin d'y effectuer des travaux de modifications, généralement pour permettre un changement de statut du puits ou pour atteindre de nouvelles formations géologiques.

Question :

14.2 Veuillez déposer une liste sommaire des forages, essais, et autres investissements qui ont été effectués aux sites Pointe-du-Lac et Saint-Flavien durant la période 2005-2010.

Réponse :

Les réponses fournies aux questions 13.2 et 26.1 de la Régie de l'énergie répondent à cette demande.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : (i) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 46.
(ii) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 47.

Préambule :

(i) L'annexe 3 présente l'état comparatif de la base de tarification entre la moyenne de 13 soldes du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2011.

(ii) L'annexe 3.1 présente les détails des actifs d'Intragaz au 1er janvier 2011.

Question :

15.1 Veuillez présenter l'état comparatif de la base de tarification par rapport à la moyenne de 13 soldes du 1er janvier 2010 au 31 décembre 2010, sous le même format tel que présenté au préambule (i).

Réponse :

Vous trouverez à la page suivante l'état comparatif de la base de tarification par rapport à la moyenne de 13 soldes du 1er janvier 2010 au 31 décembre 2010.

Tableau 1

Base de tarification mensuelle
Pour la période de 12 mois se terminant le 31 décembre 2010
(000 $)

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
Description	**1er janvier**	**janvier**	**février**	**mars**	**avril**	**mai**	**juin**	**juillet**	**août**	**septembre**	**octobre**	**novembre**	**décembre**	**Total**	**Moyenne mensuelle**
Immobilisations															
Valeur historique	144 867,8	144 876,9	145 491,4	145 562,4	145 818,4	145 844,9	145 862,0	145 868,3	145 875,9	145 884,8	145 886,8	145 886,8	145 877,0	1 893 603,4	145 661,8
Amortissement cumulé	35 395,9	35 676,2	36 961,2	36 245,7	36 530,2	36 814,7	37 099,0	37 383,4	37 679,9	37 966,3	38 252,1	38 537,9	38 823,3	483 365,8	37 182,0
Valeur nette	**109 471,9**	**109 200,7**	**108 530,2**	**109 316,7**	**109 288,2**	**109 030,2**	**108 763,0**	**108 484,9**	**108 196,0**	**107 918,5**	**107 634,7**	**107 348,9**	**107 053,7**	**1 410 237,6**	**108 479,8**
Fonds de roulement															
Encaisse [1]	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	1 790,1	137,7
Inventaires	467,2	461,1	460,8	472,0	472,0	472,0	473,6	473,6	473,6	474,7	474,7	474,7	469,9	6 119,9	470,8
Total du fonds de roulement	**604,9**	**598,8**	**598,5**	**609,7**	**609,7**	**609,7**	**611,3**	**611,3**	**611,3**	**612,4**	**612,4**	**612,4**	**607,6**	**7 910,0**	**608,5**
Coûts non amortis															
Frais reliés à la dette	234,5	227,2	220,2	213,3	206,4	199,4	193,0	186,4	179,8	173,1	166,5	160,9	158,1	2 518,7	193,7
Total des coûts non amortis	234,5	227,2	220,2	213,3	206,4	199,4	193,0	186,4	179,8	173,1	166,5	160,9	158,1	2 518,7	193,7
Total de la base de tarification	**110 311,3**	**110 026,7**	**109 348,9**	**110 139,7**	**110 104,3**	**109 839,3**	**109 567,3**	**109 282,6**	**108 987,1**	**108 704,0**	**108 413,6**	**108 122,2**	**107 819,4**	**1 420 666,3**	**109 282,0**

Notes

[1] Pour fins de simplification, nous avons utilisé le même montant de fonds de roulement que celui calculé pour 2011.

Question :

15.2 Veuillez présenter les détails des actifs d'Intragaz, au 31 décembre 2010 sous le même format présenté au préambule (ii).

Réponse :

Le détail des actifs d'Intragaz au 31 décembre 2010 correspond à l'annexe 3.1 de la pièce Intragaz-1, document 1 déjà fournie à la Régie. Cette annexe est datée du 1er janvier 2011. Nous avons présumé que la Régie (dans sa question 15.2) désirait obtenir les détails des actifs au 1er janvier 2010.

Tableau 2

Détails des actifs d'Intragaz en 000 $ au 1er janvier 2010

	Description	(1) Coût d'acquisition	(2) Amort. cumulé	(3) Valeur nette
3	Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4	Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5	Servitudes et approbation	2 530,9	807,6	1 723,3
6	Aménagement	1 177,7	442,7	735,1
7	Réservoir souterrain	8 571,9	2 829,6	5 742,3
8	Puits (forage)	60 354,4	12 432,9	47 921,5
9	Équipements de puits	2 092,6	776,4	1 316,2
10	Puits (completion et essais)	8 155,5	1 511,1	6 644,4
11	Conduite de transmission	7 423,7	2 297,4	5 126,3
12	Conduite de collecte	4 323,8	1 152,8	3 171,0
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	3,5	5,3
14	Mécanique et tuyauterie station	5 955,2	1 808,5	4 146,7
15	Bâtiments	2 387,2	837,2	1 549,9
16	Électricité	1 668,6	655,7	1 012,9
17	Compression	17 267,3	6 393,8	10 873,5
18	Déshydratation	1 243,8	377,3	866,5
19	Bouilloire	798,8	386,0	412,8
20	Instrumentation	1 584,2	1 012,6	571,5
21	Électronique	721,2	427,9	293,3
22	Outillage	372,7	318,2	54,5
23	Informatique-exploitation	692,0	672,2	19,8
24	Équipement et mobilier	53,9	53,1	0,8
25	Matériel roulant	206,0	199,4	6,6
26	Pièces de rechange	297,3	0,0	297,3
27	Projets en cours [1]	0,0	0,0	0,0
28	**Total**	**144 867,8**	**35 395,9**	**109 471,9**

[1] Les états financiers d'Intragaz, société en commandite au 1er janvier 2010 montrent des travaux en cours de 47 961$. Ces derniers ont été radiés en novembre 2010. Nous n'avons donc pas tenu compte de ce montant dans le présent document.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : (i) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 47.
(ii) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 5.

Préambule :

(i) L'annexe 3.1 présente les détails des actifs d'Intragaz. La rubrique « *Gaz coussin* » est de 15,922 M$ au 1er janvier 2011.

(ii) « *Dans le cas de Pointe-du-Lac, il y a du gaz coussin injecté qui appartient à Gaz Métro ainsi que du gaz coussin d'origine qui appartient* à *Intragaz. À Saint-Flavien, le gaz coussin est la propriété d'Intragaz.* »

Question :

16.1 Veuillez confirmer que le gaz coussin totalisant 15,922 M$ présenté à la référence (i) appartient à Intragaz.

Réponse :

Oui.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : (i) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 24;
(ii) La norme comptable internationale (IFRS) IAS 16 « *Immobilisations corporelles* »

Préambule :

(i) *Pour le mécanisme de revenu plafond, nous proposons d'amortir l'investissement annuel de 1 M$ selon la durée moyenne d'amortissement de l'ensemble des actifs d'Intragaz. Cette durée moyenne s'établit à 33,21 années (amortissement linéaire) tel que démontré à l'annexe 2. Ainsi les ajouts d'immobilisations de 1 M$ par année seraient amortis à raison de 30 100 $ par année (1 M$ sur 33,21 années).*

(ii) Le paragraphe 43 de l'IAS 16 mentionne une approche par composante où chaque partie d'une immobilisation corporelle ayant un coût significatif par rapport au coût total de l'élément doit être amortie séparément**.**

Question :

17.1 Veuillez expliquer et justifier le choix d'amortir l'investissement annuel de 1 M$ selon la durée moyenne d'amortissement de l'ensemble des actifs, par rapport aux principes comptables généralement reconnus au Canada (PCGR) ou aux normes internationales (IFRS).

Réponse :

Voir aussi la réponse à la question 13.3 de la Régie. Tel qu'indiqué à cette réponse, les investissements annuels de 1 million $ et l'amortissement proposé sur 33,21 années sont uniquement aux fins de tarification durant la période entre les mises à niveau (proposées tous les 5 ans). Lors de la mise à niveau quinquennale, Intragaz mettra à jour sa base de tarification en fonction des investissements réels effectués au cours des cinq dernières années, y compris l'amortissement accumulé qui sera calculé par catégorie d'actif et non au taux pondéré utilisé aux fins de tarification au cours des cinq années précédentes. En procédant ainsi, la base de tarification et la dépense d'amortissement refléteront, suite aux mises à niveau, les investissements réels ainsi que l'amortissement calculé par catégorie d'actif.

Par conséquent, Intragaz se conformera au PCGR pour fins comptables et reflétera pour fins réglementaires l'amortissement réel des nouveaux investissements lors de mises à niveau quinquennales du dossier.

Question :

17.2 Veuillez quantifier l'impact sur les revenus requis de 2011 si la norme IAS 16 était appliquée.

Réponse :

La norme IAS 16 est une norme IFRS qui ne s'appliquera pas à Intragaz (voir la réponse à la question 5.2 de la Régie).

Voir aussi la réponse à la question 17.1 de la Régie. Il est difficile de quantifier l'impact demandé car Intragaz ne connaît pas à l'avance la nature des actifs qui seront effectivement requis chaque année. C'est exactement la raison pour laquelle nous proposons d'utiliser la moyenne de 33,21 aux fins de tarification (voir Intragaz-1, document 1, page 24, lignes 14 à 18). Lors des mises à jour quinquennales, Intragaz sera en mesure de mettre à jour la base de tarification, l'amortissement cumulé et la dépense d'amortissement en fonction de la nature et du montant des investissements réels des années précédentes.

Pour conclure, le but d'Intragaz était de trouver un mécanisme qui permet d'établir la base de tarification et la dépense d'amortissement dans le cadre d'une formule de revenu plafond tout en permettant de refléter, lors de mises à niveau, les investissements et amortissements réels.

Question :

17.3 Veuillez déposer la dernière étude sur la révision des durées de vie utile des immobilisations.

Réponse :

Il n'y a pas eu de telle étude.

Question :

17.4 Veuillez indiquer le processus de révision des durées de vie utile des immobilisations.

Réponse :

Il n'y a pas de processus formel de révision.

Question :

17.5 Veuillez indiquer si Intragaz prévoit apporter des modifications aux durées de vie utile des immobilisations au cours des prochaines années.

Réponse :

Nous n'avons rien de prévu pour l'instant. Par contre, nous sommes d'avis que la durée de vie réelle de certaines immobilisations dépassera de toute vraisemblance la durée de vie utilisée aux fins d'amortissement. Par conséquent, il faudra se pencher sur le besoin d'ajuster les périodes d'amortissement afin de tenir compte de l'expérience acquise à travers les années. Voir aussi la réponse à la question 13.6 de la Régie de l'énergie.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 28.

Préambule :

Le tableau 8 présente les revenus d'Intragaz basés sur les tarifs en vigueur en 2010, le coût de service de l'année de transition 2011 ainsi que les projections du coût de service découlant de l'application du mécanisme de revenu plafond pour les années 2012 à 2025.

Question :

18.1 Veuillez reprendre le tableau 8 présenté à la référence (i) en présentant une analyse de sensibilité des revenus requis établis en utilisant un taux de rendement sur la base de tarification de 6 %, 7 %, et 8 %, et en prenant pour hypothèse un contrat d'une durée de 5 ans et de 10 ans.

Réponse :

Si nous comprenons bien la question, nous sommes d'avis que l'effet de durées de contrat différentes se refléterait principalement sur le taux de rendement sur la base de tarification, qui est déjà identifié comme une variable dans la question.

En effet, la durée du contrat influencera 1) la capacité d'Intragaz à atteindre et maintenir un ratio d'endettement et 2) le coût de la dette qui en découlera (voir Intragaz -1, document 1, section 9, pages 16 à 18 et la section 12 a, pages 29 et 30). Ces deux facteurs affecteront à leur tour le taux de rendement sur la base de tarification. Ce dernier pourrait aussi varier d'une année à l'autre simplement à cause de l'impossibilité de maintenir une structure de capital stable.

Un effet secondaire des durées de contrat de stockage plus courtes serait d'augmenter la fréquence des refinancements et par conséquent les coûts fixes reliés à la mise en place de nouveaux emprunts. Nous n'avons pas tenu compte de cette variable dans notre réponse.

Les scénarios à 6 % et 7 % représentent des rendements sur la base de tarification inférieurs à ceux utilisés pour élaborer le tableau 8. Aux fins de réponse, nous avons assumé que la baisse du rendement sur la base de tarification résulterait d'une baisse de rendement sur l'équité. Nous avons procéder ainsi car en pratique il serait impossible

de réduire le taux de rendement sur la base de tarification en augmentant le ratio d'endettement. Par ailleurs, nous sommes d'avis qu'un contrat de stockage ayant une durée plus courte se traduirait par une réduction du ratio d'endettement moyen ce qui, toutes autres choses étant égales par ailleurs, augmenterait le coût du capital.

En ce qui concerne le scénario à 8 %, nous avons obtenu ce taux de rendement sur la base de tarification en ajustant à la baisse le pourcentage de dette et en augmentant le pourcentage d'équité. Les taux de rendement sur équité et les taux d'intérêt sont demeurés inchangés.

Tableau 1 - 6 %

Revenus projetés (000 $) présentés à titre illustratif (rendement de 6 % sur la base de tarification)[1]

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Revenu plafond	23 119,5 $	16 159,8 $ [2]	15 510,1 $	15 469,6 $	15 429,4 $	15 389,5 $
Effet tarifaire		-30,10%	-4,02%	-0,26%	-0,26%	-0,26%
Effet tarifaire cumulatif		-30,10%	-34,12%	-34,38%	-34,64%	-34,90%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %		-31,65%	-35,85%	-37,43%	-38,97%	-40,47%

	2016	2017	2018	2019	2020
Revenu plafond	15 349,9 $	15 310,8 $	15 272,2 $	15 234,2 $	15 196,8 $
Effet tarifaire	-0,26%	-0,25%	-0,25%	-0,25%	-0,25%
Effet tarifaire cumulatif	-35,16%	-35,42%	-35,67%	-35,92%	-36,16%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %	-41,94%	-43,37%	-44,76%	-46,11%	-47,43%

	2021	2022	2023	2024	2025
Revenu plafond	15 160,0 $	15 124,0 $	15 088,8 $	15 054,4 $	15 021,0 $
Effet tarifaire	-0,24%	-0,24%	-0,23%	-0,23%	-0,22%
Effet tarifaire cumulatif	-36,40%	-36,64%	-36,87%	-37,10%	-37,32%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %	-48,72%	-49,97%	-51,19%	-52,38%	-53,53%

[1] Ne tient pas compte des coûts reliés à d'éventuels refinancements entre 2012 et 2025 et des amortissements qui en découlent.

[2] Le montant de 16 159.8 $ correspond au revenu plafond pour 12 mois. En 2011, ce montant s'appliquerait pour 8 mois au prorata.

Structure de capital d'Intragaz (2011)

	(1) Pondération (%)	(2) Taux (%)	(3) Taux pondéré (%) (Col. 1 X col. 2)
Dette	35,16	5,45	1,92
Équité	64,84	6,30	4,08
	100,00		**6,00**

Structure de capital d'Intragaz (2012)

	(1) Pondération (%)	(2) Taux (%)	(3) Taux pondéré (%) (Col. 1 X col. 2)
Dette	54,00	6,20	3,35
Équité	46,00	5,76	2,65
	100,00		**6,00**

Note 1 : Pour obtenir les taux de rendements demandés, nous avons réduit le rendement sur équité parce qu'il était impossible d'atteindre le taux de rendement demandé en augmentant le niveau de dette.

Note 2 : De plus la réduction du rendement réduirait la capacité d'emprunt qui de toute vraisemblance ne permettrait pas l'atteinte du taux d'endettement de 54%.

Note 3 : Advenant un contrat d'une durée inférieure à 15 ans, le taux d'endettement devrait décroître dans le temps

Tableau 2 - 7 %

Revenus projetés (000 $) présentés à titre illustratif (rendement de 7 % sur la base de tarification)[1]

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Revenu plafond	23 119,5 $	17 645,8 $ [2]	16 961,1 $	16 885,7 $	16 810,1 $	16 734,5 $
Effet tarifaire		-23,68%	-3,88%	-0,44%	-0,45%	-0,45%
Effet tarifaire cumulatif		-23,68%	-27,56%	-28,00%	-28,45%	-28,90%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %		-25,36%	-29,84%	-31,70%	-33,51%	-35,27%

	2016	2017	2018	2019	2020
Revenu plafond	16 658,8 $	16 583,1 $	16 507,5 $	16 432,1 $	16 356,8 $
Effet tarifaire	-0,45%	-0,45%	-0,46%	-0,46%	-0,46%
Effet tarifaire cumulatif	-29,35%	-29,80%	-30,26%	-30,72%	-31,18%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %	-36,99%	-38,66%	-40,29%	-41,88%	-43,42%

	2021	2022	2023	2024	2025
Revenu plafond	16 281,7 $	16 207,1 $	16 132,8 $	16 058,9 $	15 985,5 $
Effet tarifaire	-0,46%	-0,46%	-0,46%	-0,46%	-0,46%
Effet tarifaire cumulatif	-31,63%	-32,09%	-32,55%	-33,01%	-33,47%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %	-44,92%	-46,39%	-47,81%	-49,20%	-50,55%

[1] Ne tient pas compte des coûts reliés à d'éventuels refinancements entre 2012 et 2025 et des amortissements qui en découlent.

[2] Le montant de 17 645.8 $ correspond au revenu plafond pour 12 mois. En 2011, ce montant s'appliquerait pour 8 mois au prorata.

Structure de capital d'Intragaz (2011)

	(1) Pondération (%)	(2) Taux (%)	(3) Taux pondéré (%) (Col. 1 X col. 2)
Dette	35,16	5,45	1,92
Équité	64,84	7,84	5,08
	100,00		**7,00**

Structure de capital d'Intragaz (2012)

	(1) Pondération (%)	(2) Taux (%)	(3) Taux pondéré (%) (Col. 1 X col. 2)
Dette	54,00	6,20	3,35
Équité	46,00	7,93	3,65
	100,00		**7,00**

Note 1 : Pour obtenir les taux de rendements demandés, nous avons réduit le rendement sur équité parce qu'il était impossible d'atteindre le taux de rendement demandé en augmentant le niveau de dette.

Note 2 : De plus la réduction du rendement réduirait la capacité d'emprunt qui de toute vraisemblance ne permettrait pas l'atteinte du taux d'endettement de 54%.

Note 3 : Advenant un contrat d'une durée inférieure à 15 ans, le taux d'endettement devrait décroître dans le temps

Tableau 3 – 8 %

Revenus projetés (000 $) présentés à titre illustratif (rendement de 8 % sur la base de tarification)[1]

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Revenu plafond	23 119,5 $	19 250,4 $ [2]	18 827,8 $	18 707,5 $	18 586,6 $	18 464,9 $
Effet tarifaire		-16,74%	-2,20%	-0,64%	-0,65%	-0,65%
Effet tarifaire cumulatif		-16,74%	-18,93%	-19,57%	-20,22%	-20,87%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %		-18,58%	-22,12%	-24,33%	-26,48%	-28,58%

	2016	2017	2018	2019	2020
Revenu plafond	18 342,7 $	18 220,0 $	18 096,8 $	17 973,2 $	17 849,2 $
Effet tarifaire	-0,66%	-0,67%	-0,68%	-0,68%	-0,69%
Effet tarifaire cumulatif	-21,53%	-22,20%	-22,88%	-23,56%	-24,25%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %	-30,62%	-32,60%	-34,54%	-36,42%	-38,26%

	2021	2022	2023	2024	2025
Revenu plafond	17 725,0 $	17 600,5 $	17 475,9 $	17 351,2 $	17 226,5 $
Effet tarifaire	-0,70%	-0,70%	-0,71%	-0,71%	-0,72%
Effet tarifaire cumulatif	-24,95%	-25,65%	-26,36%	-27,07%	-27,79%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %	-40,04%	-41,78%	-43,47%	-45,11%	-46,71%

[1] Ne tient pas compte des coûts reliés à d'éventuels refinancements entre 2012 et 2025 et des amortissements qui en découlent.

[2] Le montant de 19 250.4 $ correspond au revenu plafond pour 12 mois. En 2011, ce montant s'appliquerait pour 8 mois au prorata.

Structure de capital d'Intragaz (2011)

	(1) Pondération (%)	(2) Taux (%)	(3) Taux pondéré (%) (Col. 1 X col. 2)
Dette	30,00	5,45	1,64
Équité	70,00	9,09	6,36
	100,00		**8,00**

Structure de capital d'Intragaz (2012)

	(1) Pondération (%)	(2) Taux (%)	(3) Taux pondéré (%) (Col. 1 X col. 2)
Dette	37,80	6,20	2,34
Équité	62,20	9,09	5,65
	100,00		**8,00**

Note 1: Pour obtenir les taux de rendements demandés, nous avons réduit le ratio d'endettement plutôt que d'augmenter le taux de rendement sur equite

Note 2 : Advenant un contrat d'une durée inférieure à 15 ans, le taux d'endettement devrait décroître dans le temps

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 28, tableau 8.

Préambule :

« *Ce tableau fait ressortir que le passage au coût de service dès 2011 entraînera une baisse de revenus importante par rapport aux tarifs existants – de l'ordre de 18,5 % – alors que la réduction prévue de la base de tarification entraînera une réduction graduelle des tarifs tout au long de la durée du mécanisme, toutes autres choses étant égales par ailleurs.* »

Question :

19.1 Veuillez fournir, sous la forme d'un tableau semblable à celui cité en référence, la prévision pour chacune des composantes du revenu plafond pour la période allant de 2011 à 2025.

Réponse :

Tableau 1

Prévisions (000 $) pour chacune des composantes du revenu plafond					
	2 011	**2 012**	**2 013**	**2 014**	**2 015**
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6
Charges d'amortissement	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9
Rendement sur la base de tarification	8 322,0	7 835,1	7 646,6	7 455,9	7 262,9
Impôts présumés	2 491,1	1 725,7	1 684,2	1 642,2	1 599,7
Revenu plafond	18 851,8	17 733,1	17 639,1	17 544,8	17 450,1
	2 016	**2 017**	**2 018**	**2 019**	**2 020**
Dépenses d'exploitation	5 122,8	5 238,6	5 357,0	5 478,1	5 601,9
Charges d'amortissement	3 608,0	3 638,1	3 668,2	3 698,3	3 728,4
Rendement sur la base de tarification	7 067,7	6 870,1	6 670,4	6 468,3	6 264,0
Impôts présumés	1 556,7	1 513,2	1 469,2	1 424,7	1 379,7
Revenu plafond	17 355,2	17 260,1	17 164,8	17 069,4	16 974,0
	2 021	**2 022**	**2 023**	**2 024**	**2 025**
Dépenses d'exploitation	5 728,5	5 858,0	5 990,4	6 125,8	6 264,2
Charges d'amortissement	3 758,5	3 788,6	3 818,7	3 848,8	3 878,9
Rendement sur la base de tarification	6 057,4	5 848,6	5 637,5	5 424,1	5 208,4
Impôts présumés	1 334,2	1 288,2	1 241,7	1 194,7	1 147,2
Revenu plafond	16 878,6	16 783,4	16 688,3	16 593,4	16 498,7

Question :

19.2 Veuillez présenter brièvement les hypothèses retenues pour la prévision de chacune des composantes du revenu plafond.

Réponse :

- La composante « Dépenses d'exploitation » est obtenue en indexant les dépenses d'exploitation de 2011 de 2,26 % par année jusqu'en 2025. En préparant cette réponse, nous avons constaté que nous aurions dû utiliser le taux d'indexation des dépenses d'exploitation plutôt que simplement le taux d'inflation. En effet, le taux d'indexation tient compte de différents taux d'indexation selon la nature de la dépense (voir Intragaz-1, Document 1, annexe 1.1). En revanche, l'effet de cette omission ne change pas les résultats de façon significative.

- La composante « Charges d'amortissement » est obtenue en utilisant la charge d'amortissement de 2010 et en y ajoutant 30 100 $ par année (jusqu'en 2025) pour tenir compte de l'amortissement additionnel des ajouts d'immobilisations (1 000 000 $ divisés par 33,21 années) (voir Intragaz-1, Document 1, section 11 ii, page 24, lignes 14 à 18).

- La composante « Rendement sur la base de tarification » est obtenue en utilisant un taux de rendement de 7,81 % (voir Intragaz-1, Document 1, Annexe 4) en 2011 et 7,53 % (voir Intragaz-1, Document 1, annexe 5) pour les années suivantes.

- La composante « Impôts présumés » est obtenue en utilisant un taux d'impôt de 28,4 % (voir Intragaz-1, Document 1, section 12 v, pages 27 et 28). La formule utilisée est :

$$\left[\frac{\text{Base de tarification X \% d'équité X \% rendement sur équité}}{1 - \text{taux d'impôt}} \right] \text{ X Taux d'impôt}$$

Pour l'année 2011, nous avons utilisé un pourcentage d'équité de 64,84 % et de 46 % pour les années suivantes.

Question :

19.3 Veuillez expliquer comment l'effet tarifaire incluant l'inflation est calculé en prenant soin de produire l'équation utilisée et de définir le taux qui en résulte.

Réponse :

Le calcul de l'effet tarifaire incluant l'inflation visait à démontrer la baisse tarifaire prévue en dollars constants de 2010. Le taux d'inflation de 2,26 % a été utilisé à titre de taux de

désindexation. À cause de l'augmentation du coût de la vie, il faut désindexer les tarifs afin de les ramener à des dollars constants de 2010.

Ainsi, nous avons déterminé un facteur de désindexation pour chacune des années (2011-2025) en considérant l'année 2010 comme étant la base (facteur de 1,00). Le facteur de désindexation d'une année donnée (lignes 4 et 9) est obtenu en divisant le facteur de l'année précédente par (1 + taux d'inflation).

En multipliant le revenu plafond par le facteur de désindexation, nous obtenons le revenu plafond désindexé (lignes 6 et 11).

Nous obtenons ensuite l'effet tarifaire incluant l'inflation en divisant le revenu plafond désindexé par le revenu de 2010 et en soustrayant le nombre 1.

Tableau 2

Intragaz SEC
Calcul de l'effet tarifaire incluant l'inflation

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
3	**Taux d'indexation**	**2,26%**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
4	Facteur de désindexation (facteur de l'année précédente / 1+taux d'indexation)		1,000000	0,977899	0,956287	0,935153	0,914486	0,894275	0,874511	0,855184
5	Revenu plafond		23 119,5	18 851,8	17 733,1	17 639,1	17 544,8	17 450,1	17 355,2	17 260,1
6	Revenu plafond désindexé (ligne 2 X ligne 3)			18 435,2	16 957,9	16 495,3	16 044,5	15 605,2	15 177,3	14 760,5
7	Effet tarifaire incluant une inflation de 2.26% (ligne 4 / revenu de 2010 - 1)			-20,26%	-26,65%	-28,65%	-30,60%	-32,50%	-34,35%	-36,16%
8			**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**
9	Facteur de désindexation (facteur de l'année précédente / 1+taux d'indexation)		0,836284	0,817802	0,799728	0,782053	0,764769	0,747868	0,731339	0,715176
10	Revenu plafond		17 164,8	17 069,4	16 974,0	16 878,6	16 783,4	16 688,3	16 593,4	16 498,7
11	Revenu plafond désindexé (ligne 2 X ligne 3)		14 354,6	13 959,4	13 574,6	13 200,0	12 835,4	12 480,6	12 135,4	11 799,5
12	Effet tarifaire incluant une inflation de 2.26% (ligne 4 / revenu de 2010 - 1)		-37,91%	-39,62%	-41,29%	-42,91%	-44,48%	-46,02%	-47,51%	-48,96%

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 30.

Préambule :

« *En effet, le fait de mettre fin prématurément au contrat de St-Flavien sans avoir auparavant sécurisé un autre contrat long terme lui offrant des perspectives de revenus suffisants placerait Intragaz en situation de défaut auprès de son créancier actuel auquel elle doit 42 M$ au 1er janvier 2011*. »

Question :

20.1 Veuillez fournir une liste des obligations d'Intragaz envers ses créanciers et les échéances qui s'y rapportent.

Réponse :

Intragaz n'a qu'un seul créancier à long terme, soit Dexia Crédit Local. Les sommes empruntées l'ont été en vertu d'une seule convention de crédit conclue en 2002.

Vous trouverez au tableau suivant les principaux paramètres de la dette à long terme.

Tableau # 1

Montant de la dette au 1er janvier 2011	42 000 000 $
Montant de la dette à la fin-avril 2011	38 000 000 $
Portion de la dette à taux fixe (LT)	26 000 000 $
Portion de la dette à taux fixe (CT) au 1er janvier 2011	16 000 000 $
Portion de la dette à taux fixe (CT) au 30 avril 2011	12 000 000 $
Nom du créancier	Dexia Crédit Local
Montants disponibles[1]	- $
Date d'émission	1 septembre 2002
Date d'échéance	31 août 2017

[1] Depuis le 31 août 2007, Intragaz ne peux plus effecturer de tirage de dette. Intragaz est dans la période de remboursement du prêt.

Concernant les échéances de la dette, il est important de noter que cette dette a des conditions particulières à cet égard. En effet, les sommes à rembourser sont calculées deux fois par année dans un exercice appelé « Calcul de la capacité d'emprunt ». Ainsi, lorsque les sommes empruntées excèdent la capacité d'emprunt, Intragaz doit en rembourser l'excédent. À titre d'exemple, Intragaz a estimé que sa dette doit être réduite à 35,8 M$ en août 2011. Ce montant sera confirmé par Dexia vers le 15 mai 2011.

Intragaz a également fixé les taux d'intérêt sur une partie de sa dette à long terme. En fait, elle a fixé certaines tranches de dette sur des périodes plus ou moins longues. Vous trouverez ci-après le détail des taux correspondant à chaque tranche.

Tablau # 2

Portion de la dette à taux fixe (LT)

Description	Créancier	Montant ($ CAD)	Date d'émission	Date d'échéance	Durée (années)	Taux effectif	Solde au 31/12/10
Tirage # 1	Dexia Crédit Local, New York	5 000 000 $	2002-10-03	2012-10-03	10	6,628	5 000 000 $
Tirage # 2	Dexia Crédit Local, New York	5 000 000 $	2002-10-03	2011-10-03	9	6,471	5 000 000 $
Tirage # 6	Dexia Crédit Local, New York	5 000 000 $	2005-09-30	2012-09-30	7	5,515	5 000 000 $
Tirage # 7	Dexia Crédit Local, New York	3 000 000 $	2005-09-30	2011-09-30	6	5,422	3 000 000 $
Tirage # 9	Dexia Crédit Local, New York	3 000 000 $	2007-09-28	2011-09-28	4	6,315	3 000 000 $
Tirage # 10	Dexia Crédit Local, New York	5 000 000 $	2007-09-28	2012-09-28	5	6,334	5 000 000 $
Total							**26 000 000 $**

Tableau # 3

Portion de la dette à taux fixe (CT) au 1er janvier 2011

Description	Créancier	Montant	Date d'émission	Date d'échéance	Durée (jours)	Taux effectif	Solde au 31/12/10
Tranche # 1	Dexia Crédit Local, New York	3 000 000 $	2010-12-29	2011-01-31	33	2,3750	3 000 000 $
Tranche # 2	Dexia Crédit Local, New York	3 000 000 $	2010-12-29	2011-03-29	90	2,5000	3 000 000 $
Tranche # 3	Dexia Crédit Local, New York	5 000 000 $	2010-12-29	2011-06-29	182	2,7500	5 000 000 $
Tranche # 4	Dexia Crédit Local, New York	5 000 000 $	2010-12-01	2011-01-04	34	2,3750	5 000 000 $
Total							**16 000 000 $**

Tableau # 4

Portion de la dette à taux fixe (CT) au 30 avril 2011

Description	Créancier	Montant	Date d'émission	Date d'échéance	Durée (jours)	Taux effectif	Solde au 30/04/11
Tranche # 1	Dexia Crédit Local, New York	4 000 000 $	2011-04-04	2011-05-04	30	2,3750	4 000 000 $
Tranche # 3	Dexia Crédit Local, New York	5 000 000 $	2010-12-29	2011-06-29	182	2,7500	5 000 000 $
Tranche # 4	Dexia Crédit Local, New York	3 000 000 $	2011-03-29	2011-06-29	92	2,5000	3 000 000 $
Total							**12 000 000 $**

Cependant il ne faut pas confondre les échéances de ces tranches avec les échéances de la dette d'Intragaz. Lorsque ces tranches viendront à échéance, elles pourront à nouveau être fixées sur d'autres échéances.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : (i) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 31;
(ii) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 19.

Préambule :

(i) « *Intragaz propose de produire un rapport annuel à la Régie. Ce rapport serait soumis par voie administrative. Cette proposition simple d'application permettrait l'évaluation des résultats tout en limitant au maximum le fardeau et les coûts réglementaires associés au dépôt des résultats de fin d'année.* »

(ii) « *(…) contrairement à un dossier tarifaire traditionnel, nous proposons l'utilisation d'une méthode d'établissement du coût de service allégée qui tient compte des ressources limitées d'Intragaz et du fait qu'elle n'a aucun antécédent en matière de coût de service*. » [Nous soulignons]

Question :

21.1 Veuillez préciser davantage ce vous entendez par la production d'un rapport annuel qui serait soumis par voie administrative, tel qu'énoncé à la référence (i).

Réponse :

Bien qu'Intragaz ne soit pas assujettie à l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, elle propose de produire un rapport annuel à la Régie comportant les informations prévues à cet article. Les termes « par voie administrative » sont superflus et n'ont pas de signification particulière.

Question :

21.2 Veuillez justifier la demande à la référence (i) en prenant en considération l'affirmation d'Intragaz à la référence (ii).

Réponse :

À la référence (i), Intragaz propose une approche simple qui permet à la Régie d'exercer un suivi des résultats réels par rapport au revenu requis établi dans le cadre du

mécanisme de revenu plafond tout en limitant le fardeau et les coûts associés à un tel suivi.

À la référence (ii), Intragaz propose une méthode d'établissement du coût de service alllégée en ce sens que celui-ci serait établi en vertu de l'application d'un mécanisme de plafonnement de revenu et ce, afin de tenir compte de son historique réglementaire, de ses ressources limitées et de sa volonté de réduire les coûts, tout en permettant à la Régie d'assurer un suivi des résultats réels d'Intragaz par le biais du dépôt d'un rapport annuel.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 33.

Préambule :

Intragaz propose un mécanisme qui comporte trois facteurs exogènes dont un vise le taux d'imposition et un second vise les changements importants au niveau des normes et standards de l'industrie et un troisième vise le coût du capital.

Question :

22.1 Veuillez identifier quelles sont les taxes et impôts qui sont visés par ce facteur exogène et préciser de quelle façon la valeur de ce facteur exogène sera calculé.

Réponse :

Le facteur exogène vise uniquement l'impôt sur le revenu. Selon notre proposition, Intragaz utilisera les taux d'impôt les plus récents pour calculer les impôts présumés qui seront inclus dans le coût de service d'une année donnée.

Question :

22.2 Veuillez produire un exemple de changements au niveau des normes et standards de l'industrie qui pourrait produire un effet exogène sur les coûts d'opération.

Réponse :

Un exemple de changement de normes et standards de l'industrie pourrait être de nouvelles normes environnementales qui nécessiteraient l'ajout d'équipements dispendieux afin de s'y conformer.

Question :

22.3 Veuillez expliquer comment Intragaz entend évaluer le facteur exogène tenant compte des changements au niveau des normes et standards.

Réponse :

Il s'agirait d'une analyse au cas par cas. La proposition d'Intragaz vise uniquement les changements « importants » et qui auraient nécessairement des répercussions importantes. Dans de pareils cas, il devrait être possible de bien identifier les répercussions de tels changements et d'en quantifier les impacts. Il s'agirait de changements dont la répercussion serait telle qu'Intragaz ne serait pas en mesure de s'y conformer dans le cadre du mécanisme de revenu plafond.

Dans le cadre de son dossier tarifaire annuel, Intragaz identifierait clairement la nature et les conséquences d'un tel changement, s'il y a lieu.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : (i) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 34;
(ii) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 23;
(iii) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 19.

Préambule :

(i) Intragaz propose la création de trois comptes d'écart, soit pour les coûts réglementaires, le coût du capital, et pour les dépenses d'entretien et de réparation. Intragaz propose que ces comptes soient incorporés dans les tarifs dans l'exercice suivant leur constatation.

(ii) « (…) *ainsi qu'au renouvellement des équipements dont la durée de vie est terminée*. »

(iii) « *Au point de vue réglementaire, cette alternative se veut très allégée comparativement au mode de réglementation au coût de service traditionnel, tout en respectant ses grands principes. De plus, les opérations d'Intragaz sont rendues à un point qui permet maintenant une modélisation plus fiable des coûts futurs dans le cadre d'une approche de revenu plafond*. »
[Nous soulignons]

Question :

23.1 Veuillez décrire les comptes d'écarts proposés par Intragaz à la référence (i).

Réponse :

Voici la description des comptes d'écart proposés par Intragaz :

1) **Coûts réglementaires** : Tout écart entre les coûts réglementaires réels et ceux reflétés aux tarifs serait comptabilisé au compte d'écart. Les coûts réglementaires sont définis comme étant les coûts encourus pour les dossiers auprès de la Régie. Intragaz propose d'utiliser la somme de 50 000 $ prévue à son budget 2011 (voir la réponse à la question 6.1 de la Régie de l'énergie, tableau 1, ligne 19, colonne 2) comme base de comparaison dans le calcul de l'écart.

2) **Coût du capital** : Suite aux questions des intervenants et à la relecture de notre preuve, nous réalisons que nous aurions pu être beaucoup plus clairs à cet égard.

Ce qu'Intragaz propose est un compte d'écart pour traiter des écarts qui résulteraient d'un écart dans le taux de rendement sur la base de tarification. Le taux de rendement sur la base de tarification pourrait varier pour essentiellement trois raisons :

- La structure de capital pourrait être différente de celle utilisée pour fixer les tarifs si Intragaz n'est pas en mesure d'obtenir le niveau de financement prévu à la structure.

- Le taux réel de la dette (incluant les frais d'émission) pourrait être différent de celui reflété au tarif.

- Le taux de rendement sur équité de Gaz Métro, qui servira de référence à celui d'Intragaz, pourrait ne pas être connu au moment de fixer les tarifs.

Il est à noter qu'Intragaz propose aussi un facteur exogène pour le même sujet. En vertu du facteur exogène, les changements dans le taux de rendement sur la base de tarification connus au moment de la détermination des tarifs d'une année donnée seraient reflétés dans le calcul des desdits tarifs. Quant aux effets des changements qui seront connus qu'après l'établissement des tarifs, ceux-ci seraient captés par le compte d'écart. En d'autres mots, le facteur exogène et le compte d'écart travaillent main dans la main.

3) **Entretien et réparations** : La raison d'être de ce compte d'écart est que les dépenses d'entretien et réparation peuvent fluctuer de façon importante d'une année à l'autre (voir Intragaz-1, document 1, page 22, lignes 5 à 23 et page 23, lignes 5 à 7). Ceci est principalement dû à la nature imprévisible des travaux de réparation et aux cycles d'entretien pluriannuels de certains équipements résultant en des dépenses en grumeaux pour certaines années. La petite taille d'Intragaz fait en sorte que cette variabilité peut avoir des effets relativement importants sur le niveau de dépenses. Par conséquent, tout écart entre les dépenses d'entretien et réparations réelles et celles prévues aux tarifs serait porté au compte d'écart.

   Aux fins de calcul de ce compte d'écart, Intragaz propose d'utiliser la somme qu'elle prévoit dépenser en 2011, soit 420 100 $ comme base de comparaison avec le réel (voir la réponse à la question 6.1 de la Régie de l'énergie, tableau 1, ligne 11, colonne 2).

Question :

23.2 Veuillez justifier la demande à la référence (i) en prenant en considération l'affirmation d'Intragaz à la référence (iii).

Réponse :

Intragaz n'est pas certaine de bien comprendre la question. Nous tentons tout de même une réponse. La référence (i) traite de la demande de compte d'écarts alors que la référence (iii) fait référence au fait que l'approche tarifaire proposée est allégée et que

les opérations d'Intragaz sont maintenant plus stables que pendant la période de développement. La question semble soulever une apparente contradiction entre ces références. Intragaz n'en voit pas.

Même si l'approche réglementaire proposée est allégée, il peut tout de même y avoir des écarts importants dans les coûts réels par rapport à ce qui est mis au budget. À cet effet, Intragaz indique à la page 34 (lignes 6 et 7) de la pièce Intragaz-1, document 1 qu'« à cause du changement de mécanisme tarifaire, il est très difficile pour Intragaz d'estimer avec précision les coûts annuels de réglementation. »

Similairement, même si les opérations d'Intragaz sont maintenant plus stables, certains éléments comme les dépenses d'entretien et réparation peuvent fluctuer de façon importante d'une année à l'autre, d'où la demande de création d'un compte d'écart.

Question :

23.3 Veuillez déposer les montants historiques de la rubrique « *coûts réglementaires* » depuis l'année 2005. Veuillez expliquer les écarts importants.

Réponse :

Tableau 1

Rubrique Coûts réglementaires ($) du commandité
pour les périodes de 2005 à 2010

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
		2010	**2009**	**2008**	**2007**	**2006**	**2005**
	Honoraires professionnels						
	Honoraires légaux						
	Cause tarifaire PDL 2006			0	137 770	74 775	0
	Cause Tarifaire 2011	41 252	55 013				
	Honoraires exploitation (consultants)						
	Cause Tarifaire 2011	5 515					
	TOTAL	**46 767**	**55 013**	**0**	**137 770**	**74 775**	**0**

Question :

23.4 Veuillez justifier la nécessité de recourir à un compte d'écart pour la rubrique dépenses d'entretien et de réparation, alors qu'Intragaz demande en même temps des besoins additionnels de 1 M$, entre autres, pour le renouvellement des équipements dont la durée de vie est terminée.

Réponse :

La question traite de deux sujets distincts :

1) Le compte d'écart pour les dépenses d'entretien et réparation concerne les « dépenses » pour l'entretien et la réparation d'actifs existants.

2) L'investissement « en capital » annuel de 1 million $ concerne des travaux capitalisables qui visent le maintien de l'intégrité et de la performance des installations ainsi que le renouvellement des équipements. En d'autres mots, ceci représente les investissements annuels (autres que ceux reliés au développement de capacité additionnelle de stockage). Une très faible partie de ce montant représentera au cours des prochaines années, le renouvellement d'équipements dont la durée de vie est terminée (voir les réponses aux questions 13.5 et 13.6 de la Régie de l'énergie).

Intragaz ne voit pas de contradiction entre ces deux éléments de nature distincte.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 1.

Préambule :

Les contrats de service des sites de Pointe-du-Lac et de St-Flavien.

Question :

24.1 Veuillez produire le contrat de service actuellement en vigueur liant Gaz Métro et Intragaz et se rapportant au site d'emmagasinage de Pointe-du-Lac.

Réponse :

Voir ci-après le contrat de service actuellement en vigueur liant Gaz Métro et Intragaz et se rapportant au site d'emmagasinage de Pointe-du-Lac.

Intragaz

Le 30 avril 2011

Monsieur Patrick Cabana
Vice-Président, Approvisionnement et réglementation
Société en commandite Gaz Métro
1717, rue du Havre
Montréal (Québec) H2K 2X3

Objet : Contrat de service d'emmagasinement souterrain de gaz naturel à Pointe-du-Lac intervenu le 23 mai 2008 entre Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro ») et Intragaz, Société en commandite (« Contrat ») en vigueur du 1er mai 2006 jusqu'au 30 avril 2011.
Dossier de la Régie de l'énergie : R-3753-2011

Monsieur,

Dans le cadre de la requête tarifaire (la « **Requête** ») d'Intragaz, Société en commandite (« **Intragaz** ») présentée en date du 31 janvier 2011 devant la Régie de l'énergie, la présente vise à convenir de certaines modalités relatives au Contrat.

Comme vous le savez, dans sa décision D-2007-65 du 6 juin 2007, la Régie de l'énergie a fixé le Tarif E-4 pour l'emmagasinage souterrain de gaz naturel au site de Pointe-du-Lac pour une période se terminant le 30 avril 2011. Dans sa Requête, Intragaz demande à la Régie de l'énergie d'émettre une décision interlocutoire visant à prolonger l'application du Tarif E-4 présentement en vigueur pour le site de Pointe-du-Lac, à compter du 1er mai 2011, et ce, jusqu'à la décision finale à intervenir dans cette instance fixant les tarifs d'emmagasinage souterrain de gaz naturel pour les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien (la « **Décision finale** »).

Ainsi, Intragaz désire prolonger le terme du Contrat, selon les mêmes termes et conditions, à compter du 1er mai 2011, et ce, jusqu'à l'entrée en vigueur d'un nouveau contrat entre les parties, suite à la Décision finale. Intragaz et Gaz Métro s'engagent à mettre tous les efforts raisonnables et d'agir avec diligence afin de négocier les termes d'un nouveau contrat. Advenant

Intragaz inc.
6565, boul. Jean-XXIII, Trois-Rivières (Québec) Canada G9A 5C9 Téléphone : (819) 377-8080 — Télécopieur : (819) 377-8888

qu'Intragaz choisisse de cesser ses opérations, elle s'engage à fournir à Gaz Métro le service d'emmagasinage pour une période de temps suffisante afin de permettre à Gaz Métro de mettre en place une alternative à cet outil d'approvisionnement.

Intragaz entend déposer auprès de la Régie de l'énergie une copie de la présente lettre dans le cadre de la Requête.

Veuillez contresigner la présente lettre dans l'espace prévu à cette fin afin de confirmer votre acceptation de modifier le Contrat conformément à ce qui précède et nous retourner une copie.

En vous remerciant de votre collaboration, veuillez agréer, M. Cabana, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

INTRAGAZ, SOCIÉTÉ EN COMMANDITE, par son commandité
Intragaz inc.

_____
Rock Marois
Président

Lu et accepté le _____ avril 2011

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO, par son commandité
Gaz Métro inc.

_____
Patrick Cabana
Vice-Président,
Approvisionnement et Réglementation

_____

CONTRAT DE SERVICE D'EMMAGASINAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL À POINTE-DU-LAC (LE « CONTRAT »)

ENTRE : **SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO,** société en commandite dûment constituée en vertu des lois du Québec et ayant sa principale place d'affaires au 1717, rue du Havre, Montréal, province de Québec, agissant et représentée aux présentes par son associée commanditée Gaz Métro, inc., ayant sa principale place d'affaires en les mêmes lieux;

(ci-après appelée la « Société »)

D'UNE PART

ET : **INTRAGAZ, SOCIÉTÉ EN COMMANDITE,** société en commandite dûment constituée en vertu des lois du Québec et ayant sa principale place d'affaires au 6565, boulevard Jean-XXIII, Trois-Rivières-Ouest, province de Québec, agissant aux présentes et ici représentée par son commandite Intragaz inc., corporation régie par la Partie 1A de la Loi sur les Compagnies (Québec) ayant son siège social à la même adresse et représentée aux présentes par ses officiers dûment autorisés;

(ci-après appelée « Intragaz »)

D'AUTRE PART

ATTENDU que Intragaz détient le bail d'exploitation de réservoir souterrain 90BR301 couvrant le réservoir souterrain de gaz naturel à Pointe-du-Lac (le « Réservoir »);

ATTENDU que Intragaz déclare posséder et opérer un site d'emmagasinage souterrain de gaz naturel à Pointe-du-Lac;

ATTENDU que la Société déclare posséder et opérer une entreprise de distribution de gaz naturel dans la province de Québec;

ATTENDU que la Société a utilisé, depuis 1991, les capacités d'emmagasinage du Réservoir en vertu de deux contrats dont le dernier devant se terminer le 30 avril 2006;

ATTENDU que les parties désirent conclure une nouvelle entente qui prévoit l'injection, l'emmagasinage et le retrait de gaz naturel confié par la Société à Intragaz;

ATTENDU que le gaz naturel sera livré par la Société au Réservoir via une conduite souterraine reliant le pipeline de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (« TQM ») et le Réservoir;

ATTENDU que le gaz sera injecté dans le Réservoir puis retiré à la convenance de la Société pour être réinjecté dans le pipeline de TQM et par la suite acheminé par la Société à son réseau de distribution.

EN FOI DE QUOI, LES PARTIES AUX PRÉSENTES S'ENGAGENT ET CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :

ARTICLE I : TERMES GÉNÉRAUX ET CONDITIONS

1.1 Le Contrat a pour objet de définir les conditions dans lesquelles Intragaz fournira à la Société des prestations de services relatives à l'emmagasinage, l'injection et le retrait de gaz naturel dans le Réservoir.

1.2 Le Tarif d'emmagasinage de gaz naturel E-4 (« Tarif E-4 ») joint en annexe A s'applique au présent Contrat comme s'il y était récité au long.

ARTICLE II : TERMES DU CONTRAT

2.1 Durée du service : Le contrat entre en vigueur le 1er mai 2006 et le demeurera jusqu'au 30 avril 2011.

Cependant, l'une ou l'autre des parties peut y mettre fin après une période minimale de quatre (4) ans, moyennant un préavis d'un an.

2.2 Objet : Intragaz met le Réservoir à la disposition de la Société. Ce Réservoir sert à emmagasiner des volumes de gaz naturel confié à Intragaz par la Société.

2.3 Utilisation du Réservoir :

2.3.1 La Société s'engage :

a) à prendre et Intragaz s'engage à réserver à la Société la totalité de la capacité d'emmagasinage du Réservoir, jusqu'à concurrence de 22 700 10^3 m^3;

b) à prendre et Intragaz s'engage à réserver à la Société la totalité du volume maximal de retrait, jusqu'à concurrence de 1 200 10^3 m^3 par jour.

2.3.2 Au fur et à mesure de l'exploitation du Réservoir, Intragaz s'engage à fournir à la Société son meilleur estimé des retraits ou injections attendus du Réservoir compte tenu des volumes qui y sont emmagasinés. Ces estimés feront partie des directives de Intragaz prévues à l'article 4.2 et pourront être modifiés par Intragaz de temps à autre selon l'évolution du Réservoir.

2.3.3 Avant d'offrir à un tiers tout excédent de la capacité décrite à l'article 2.3.1 a) ou du volume maximal de retrait décrit à l'article 2.3.1 b), Intragaz en avisera la Société par écrit. La Société pourra, dans les 30 jours de réception de l'avis de Intragaz, signifier à Intragaz son intention de prendre l'un ou l'autre excédent qui lui sera alors fourni par Intragaz aux conditions prévues au Tarif E-4. À défaut, Intragaz pourra offrir cet excédent à toute autre partie aux conditions prévues au Tarif E-4.

2.3.4 En cas de conflit entre les besoins de la Société et ceux d'autres abonnés de Intragaz, les besoins de la Société seront desservis en priorité.

2.4 Retrait :

2.4.1 Tout au long de l'année, la Société pourra retirer les volumes de gaz qu'elle désire du Réservoir en autant :

a) qu'elle donne un préavis selon les fenêtres de nominations suivantes :

Nominations effectuées avant	Effectives à partir de
13:00 HNE	10:00 HNE, le jour suivant
19:00 HNE	10:00 HNE, le jour suivant
07:30 HNE	10:00 HNE, le jour suivant
11:00 HNE	18:00 HNE, le même jour
18:00 HNE	22:00 HNE, le même jour
07:00 HNE	07:30 HNE, le même jour

b) que les volumes de gaz retirés n'excèdent pas la capacité physique des installations ou les quantités de gaz appartenant à la Société dans le Réservoir; et

c) que ces retraits soient conformes aux directives de Intragaz, prévues à l'article 4.2.

2.4.2 Le volume maximal de retrait est de 1 200 10^3 m^3/jour.

Il correspond au retrait maximal observé durant une période de vingt-quatre (24) heures, à partir d'un réservoir rempli à pleine capacité, enregistré depuis le début de l'exploitation du Réservoir.

2.4.3 La pression des volumes de gaz retirés sera maintenue par Intragaz jusqu'à leur livraison au réseau de TQM à la pression du réseau de TQM sans excéder 7 067 kilopascals (« kPa »).

Le volume maximal de retrait prévu à l'article 2.4.2 sera valide jusqu'à une pression de 6 000 kPa dans le réseau de TQM. Au-delà de cette pression, le volume maximal de retrait prévu à l'article 2.4.2 diminuera pour atteindre 1 100 10^3 m^3/jour lorsque la pression aura atteint 6 600 kPa dans le réseau de TQM. Au-delà de cette pression, le débit diminuera jusqu'à devenir nul lorsque la pression du réseau TQM atteindra 6 800 kPa.

2.5 Injection :

2.5.1 Tout au long de l'année, la Société pourra injecter les volumes de gaz qu'elle désire en autant :

a) que le débit d'injection n'excède pas la capacité physique des installations, estimée à 100 10^3 m^3/hr;

b) qu'elle donne un préavis selon les fenêtres de nominations suivantes :

Nominations effectuées avant	Effectives à partir de
13:00 HNE	10:00 HNE, le jour suivant
19:00 HNE	10:00 HNE, le jour suivant
07:30 HNE	10:00 HNE, le jour suivant
11:00 HNE	18:00 HNE, le même jour
18:00 HNE	22:00 HNE, le même jour
07:00 HNE	07:30 HNE, le même jour

c) que ces injections soient conformes aux directives de Intragaz prévues à l'article 4.2.

2.5.2 La Société s'engage à rendre disponible tout le gaz nécessaire pour assurer le développement optimal du Réservoir.

2.5.3 La pression de livraison par la Société via le réseau de TQM pour injection devra s'établir entre 4 000 et 7 067 kPa.

2.5.4 Intragaz pourra mélanger le gaz confié par la Société avec le gaz se trouvant déjà dans le Réservoir au moment du début du présent Contrat. La Société représente et garantit à Intragaz qu'elle a tous les droits nécessaires pour confier ce gaz à Intragaz libre de tout privilège et de toute charge quelconque et s'engage à prendre le fait et cause de Intragaz et à l'indemniser en capital, intérêt et frais judiciaires et extrajudiciaires de toutes poursuites contestant les droits de la Société de confier ce gaz à Intragaz ou réclamant de Intragaz un paiement quelconque de ce fait.

2.6 Gaz naturel restant

Le volume de gaz appartenant à la Société emmagasiné dans le Réservoir à l'expiration du contrat sera traité, à la discrétion d'Intragaz, selon les modalités suivantes, à savoir :

a) il sera acheté par Intragaz à un coût négocié avec la Société;
et/ou
b) il sera remis à la Société avant le 1er octobre 2011, à un point de livraison GMi EDA;
et/ou

c) il sera remis à la Société avant le 31 décembre 2011, à partir du site de Pointe-du-Lac.

ARTICLE III : ENTRETIEN DES INSTALLATIONS

3.1 La Société s'engage à rendre complètement disponible le Réservoir et ses installations pendant une période de trente (30) jours consécutifs par année ou, après entente entre les parties, pendant une période de quinze (15) jours consécutifs de disponibilité complète et 45 jours non nécessairement consécutifs de disponibilité partielle, afin de permettre à Intragaz de faire l'entretien préventif des installations. La Société avisera Intragaz au moins trente (30) jours à l'avance de la période qui lui convient pour ce faire. Intragaz pourrait pendant cette période ne pas être en mesure de fournir à la Société tous les services prévus à ce Contrat, sans réduction pour autant des frais de réservation et de souscription.

ARTICLE IV : GESTION ET DIRECTIVES

4.1 Intragaz s'engage à mettre à la disposition de la Société tous les renseignements nécessaires pour optimiser l'utilisation du Réservoir compte tenu de ses objectifs opérationnels, des limites physiques du Réservoir et des installations qui y sont reliées, et des directives prévues à l'article 4.2.

4.2 La Société se conformera aux directives raisonnables qui lui seront fournies par Intragaz concernant l'exploitation du Réservoir. Ces directives raisonnables pourront modifier les conditions prévues aux articles 2.4.1 et 2.5.1 et, s'il y a lieu, les frais applicables selon l'article 7.1.

4.3 La gestion du Réservoir et les coûts inhérents à celle-ci seront de la responsabilité de Intragaz.

ARTICLE V : TAUX

5.1 Les taux applicables au Contrat sont ceux prévus au Tarif E-4.

ARTICLE VI : FRAIS DE TRANSPORT

6.1 Les frais de transport du gaz retiré et transporté selon le Tarif TGE de TQM seront à la charge de Intragaz.

6.2 Nonobstant l'article 2.1, dans l'éventualité où le tarif TGE de TQM augmenterait au moins du double par rapport au tarif TGE applicable à la date de signature du présent Contrat, Intragaz pourra mettre fin au présent contrat avant le 30 avril 2011 moyennant un préavis de douze (12) mois à la Société.

ARTICLE VII : FACTURATION

7.1 Si le service offert par le Réservoir ne correspondait pas aux paramètres déterminant les frais de réservation et de souscription, ceux-ci seront ajustés rétroactivement au 1er mai de chaque année pour refléter les conditions observées dans la réalité.

ARTICLE VIII : FORCE MAJEURE

8.1 Intragaz s'engage à déduire des frais de réservation et de souscription les montants correspondant à la période de force majeure pendant laquelle la Société aura été dans l'impossibilité de jouir de la totalité des services prévus à ce Contrat. Dans la mesure où une partie de ces services aura été fournie, la facturation sera ajustée au prorata des services rendus. Cependant, Intragaz pourra combler avec d'autres moyens, et à ses propres frais, la totalité ou une partie des services prévus aux présentes.

8.2 Intragaz ne sera tenu responsable d'aucun dommage causé à la Société ou à ses abonnés du fait de la situation de force majeure.

8.3 Aux fins de cet Article VIII, le terme « force majeure » désigne les grèves, les lock-out, les fermetures d'usine ou toute autre perturbation dans l'industrie, les actes commis par l'ennemi public, les actes de sabotage, les guerres, les blocus, les insurrections, les émeutes, les épidémies, les glissements de terrain, la foudre, les tremblements de terre, les incendies, les tempêtes, les inondations, les catastrophes naturelles, la mise aux arrêts ou la contrainte des gouvernements et des personnes, les désordres civils, les explosions, les pannes ou les accidents survenus aux équipements ou aux conduites, le gel des réservoirs ou des conduites, l'impossibilité de se procurer les matériaux, les approvisionnements, les permis ou la main-d'œuvre nécessaires, toute loi, ordonnance ou décision, règlement, acte ou contrainte émanant d'un service du gouvernement ou de l'autorité (civile ou militaire), ou tout autre cas de force majeure au sens du Code civil du Québec.

Dans l'éventualité où l'une des parties se trouve dans l'impossibilité totale ou partielle de remplir et de respecter toute obligation ou condition des présentes en raison d'un cas de force majeure, la partie en cause devra faire parvenir à l'autre partie un avis écrit donnant tous les détails du cas de force majeure et le faire livrer par messager ou l'expédier par télécopieur, télex ou toute autre forme de messagerie électronique directe, et ce, dans les plus brefs délais après que l'événement soit survenu.

8.4 Aucune des parties ne pourra se prévaloir du bénéfice des dispositions des cas de force majeure ci-dessous si une des circonstances suivantes existe :

8.4.1 Si le manquement dû à une condition de force majeure résulte de la négligence de la partie demandant la suspension du Contrat;

8.4.2 Si le manquement est le fait de la partie demandant la suspension du Contrat dans la mesure où celle-ci n'a pas cherché à remédier au problème en déployant l'effort raisonnable requis (exception faite des recours, si la solution au problème nécessitait un recours en justice); l'interruption est due à un manque de fonds; si la partie demandant les suspensions du Contrat n'a pas envoyé l'avis écrit requis à l'autre partie dès qu'elle a été en mesure de déterminer que la survenance de l'événement avait le caractère du cas de force majeure et que cet événement pouvait affecter sa capacité de respecter et d'exécuter l'une des conditions ou obligations du présent Contrat et ce, jusqu'à ce que l'avis soit envoyé.

8.5 La partie demandant la suspension du Contrat devra également envoyer un avis écrit à l'autre partie dès qu'elle aura remédié à la condition constituant le cas de force majeure, et que ladite partie a repris ou est en mesure de reprendre l'exécution des obligations et conditions découlant du présent Contrat.

ARTICLE IX : <u>AVIS</u>

9.1 a) Tous les avis requis ou permis en vertu de ce Contrat, sauf ceux prévus aux articles 2.4.1 a) et 2.5.1 b), (« Avis »), doivent être établis par écrit, sauf disposition contraire, et livrés par messager ou envoyés par télécopieur ou courriel aux Parties, à leurs adresses respectives énoncées ci-dessous.

b) Un Avis est réputé avoir été donné et reçu, s'il est envoyé par messager, le troisième jour ouvrable suivant le jour de son expédition,

et s'il est envoyé par télécopieur ou courriel, le deuxième jour ouvrable suivant sa transmission.

c) Sujet au paragraphe d) ci-après pour l'envoi des Avis, les adresses respectives des Parties sont les suivantes jusqu'à avis contraire :

Pour Intragaz,
Intragaz, société en commandite
6565, boulevard Jean-XXIII
Trois-Rivières-Ouest (Québec) G9A 5C9
À l'attention du Président

Téléphone : (819) 377-8080, poste 40
Télécopieur : (819) 377-8888

ET

Pour la Société
Société en commandite Gaz Métro
1717, rue du Havre
Montréal (Québec) H2K 2X2
À l'attention du Vice-président Service support

Téléphone : (514) 598-3563
Télécopieur : (514) 598-3725

d) Avis opérationnel

Les Avis d'ordre opérationnel, y compris un avis relatif à une Force Majeure, pourront être envoyés aux endroits suivants :

Centre de Contrôle et du Réseau (CCR) de la Société
Télécopieur : (514) 598-3613
Courriel : ccr@gazmet.com

Site d'emmagasinage de Pointe-du-Lac de Intragaz
Télécopieur : (819) 377-2530
Courriel : intragaz.pdl@infoteck.qc.ca

ARTICLE X : CESSION

10.1 Intragaz peut céder la totalité ou une partie de ses intérêts dans le présent Contrat sur avis à la Société. La Société ne pourra céder que la totalité de ses intérêts et alors avec l'accord préalable de Intragaz, lequel ne sera pas retenu sans motif raisonnable.

ARTICLE XI : ARBITRAGE

11.1 Tout différend entre les parties sur l'interprétation ou l'application du présent Contrat, sauf sur les matières qui sont de la compétence exclusive de la Régie de l'énergie, sera décidé par un arbitre unique désigné par les parties, dans les trente (30) jours d'un avis donné à cet effet par l'une des parties.

11.2 À défaut d'entente entre les parties sur la nomination de cet arbitre, chaque partie nommera un arbitre et les deux arbitres ainsi désignés nommeront un troisième arbitre.

11.3 L'arbitrage en vertu des articles 11.1 et 11.2 sera régi par les dispositions du Code de procédure civile du Québec.

11.4 Les parties conviennent que toute décision rendue par le ou les arbitres les liera et sera finale et sans appel.

ARTICLE XII : DOMICILE ET LOI APPLICABLE

12.1 Le Contrat est soumis et sera interprété selon les lois de la province de Québec.

ARTICLE XIII : CONTRATS ET ENTENTES ANTÉRIEURES

13.1 Les dispositions contenues au présent Contrat constituent tous les engagements et ententes intervenues entre les parties et elles remplacent et annulent tout contrat, entente ou engagement, oral ou écrit, conclu antérieurement à cet égard.

EN FOI DE QUOI, LES PARTIES ONT SIGNÉ LE PRÉSENT CONTRAT À MONTRÉAL LE 23 mai 2008.

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE
GAZ MÉTRO,
par son associée commanditée
Gaz Métro, inc.

Patrick Cabana
Vice-président, Service support

Marc Lemieux
Vice-président, Affaires juridiques et Secrétaire corporatif

INTRAGAZ, SOCIÉTÉ EN COMMANDITE,
par son commandité
Intragaz inc.

Émile Guilbert
Directeur – Finances et administration

Mathieu Fournier
Directeur – Développement

TARIF E-4 : EMMAGASINAGE SOUTERRAIN

À POINTE-DU-LAC

TARIF E-4 : TARIF D'EMMAGASINAGE DE GAZ NATUREL À POINTE-DU-LAC

CONTENU

A. DISPOSITIONS INTERPRÉTATIVES 3

B. DISPOSITIONS TARIFAIRES 6

C. DISPOSITIONS GÉNÉRALES 8

A. DISPOSITIONS INTERPRÉTATIVES

TARIF E-4

Dans le tarif de la Compagnie, à moins que le contexte n'impose un sens différent, les expressions et termes suivants ont le sens qui leur est donné ci-dessous :

« abonné »

individu, société, corporation ou organisme détenteur d'un abonnement;

« abonnement »

convention tacite ou expresse entre un abonné et la Compagnie dont l'objet est le service d'emmagasinage du gaz naturel;

« année contractuelle »

période de trois cent soixante-cinq jours consécutifs, ou de trois cent soixante-six jours lorsqu'elle comporte un 29 février, à compter de la date expressément convenue entre la Compagnie et l'abonné comme étant le premier jour de l'année contractuelle ou de l'anniversaire de cette date lorsque la durée du contrat excède un an;

« capacité d'emmagasinage »

volume utile du réservoir;

« capacité réservée »

cette partie de la capacité d'emmagasinage qu'un abonné réserve par contrat;

« capacité utile »

volume annuel cyclé;

« Compagnie »

Intragaz, société en commandite, et toute autre personne, société ou corporation offrant, seule ou avec celle-ci, un service d'emmagasinage;

« contractuel »

convenu par écrit entre la Compagnie et l'abonné;

« contrat »

abonnement écrit;

« injection »

le volume de gaz accepté par la Compagnie pour fins d'emmagasinage;

« joule »

unité d'énergie correspondant au travail d'une force d'un newton se déplaçant d'un mètre dans sa direction;

« jour »

période de 24 heures consécutives, commençant à l'heure normale de l'Est (HNE) convenue entre la Compagnie et l'abonné ou, à défaut de convention, à partir de 10 h 00 HNE;

« mètre cube de gaz » ou « m^3 »

quantité de gaz contenue dans un mètre cube à la pression absolue de 101,325 kPa et à la température de 15° C;

« Newton »

unité de mesure de force équivalant à la force qui communique à un corps, ayant une masse d'un kilogramme, une accélération d'un mètre par seconde carrée;

« Pascal »

unité de mesure de contrainte équivalant à la pression produite par une force d'un newton appliquée à la surface d'un mètre carré;

« pouvoir calorifique »

le nombre total de joules, exprimé en mégajoules par mètre cube (MJ/m3), produite par la combustion complète, à pression constante, d'un (1) mètre cube de gaz au contact de l'air, dans des conditions telles que le gaz est exempt de vapeur d'eau, que le gaz, l'air et les produits de combustion sont à température normale et que toute l'eau produite par la combustion est condensée à l'état liquide;

« réservation »

partie de la capacité d'emmagasinage du réservoir réservée par contrat;

« réservoir »

réservoir souterrain de gaz naturel;

« retrait »

le volume de gaz retiré du réservoir;

« TQM »

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

« volume cyclé »
volume résultant de l'utilisation en injection et en retrait du volume utile;

« volume maximal de retrait »

volume quotidien maximal de gaz spécifié à tout contrat que la Compagnie s'engage à remettre à l'abonné selon les contraintes opérationnelles du réservoir;

« volume utile »

volume de gaz converti à une pression absolue de 101,325 kPa et à une température de 15° C compris entre le toit du réservoir et le niveau de l'aquifère lorsque ledit réservoir est rempli à capacité maximale moins le volume de gaz coussin compris dans le même espace converti aux mêmes conditions de pression et de température.

B. DISPOSITIONS TARIFAIRES

TARIF E-4

1. APPLICATION

Pour toute prestation d'un service d'emmagasinage dans le réservoir souterrain de Pointe-du-Lac, pour une durée maximale de 5 ans à compter du 1er mai 2006.

2. TARIF

2.1 Prime de réservation (par 10^3m^3 réservé/mois)

Année #1	Année #2	Année #3	Année #4	Année #5
11,114 $	11,370 $	11,631 $	11,897 $	12,169 $

2.2 Prime de souscription (par 10^3m^3 souscrit/mois)

Année #1	Année #2	Année #3	Année #4	Année #5
76,892 $	78,664 $	80,470 $	82,313 $	84,193 $

2.3 Taux unitaire au volume injecté ou retiré

0,00 $ / 10^3 m^3 injecté,
0,00 $ / 10^3 m^3 retiré.

L'abonné fournira, à ses frais et pour ses propres besoins, le gaz naturel nécessaire à l'exploitation du réservoir souterrain de Pointe-du-Lac, jusqu'à un maximum de 4 % des volumes soutirés annuellement. Le cas échéant, au 31 décembre de chaque année, l'abonné facturera la Compagnie pour la portion au-dessus de 4 % utilisée par la Compagnie. Le prix unitaire pour cette portion sera le prix moyen d'achat pour SCGM pour la période couverte par ladite facture (1er janvier au 31 décembre).

2.4 Ajustement des taux

Voir les primes pour chacune des cinq années aux articles 2.1 et 2.2.

2.5 Facture mensuelle

La facture mensuelle est la somme des frais de réservation, des frais de souscription, des frais d'injection et des frais de retrait calculés de la façon suivante :

a) Frais de réservation

Les frais de réservation sont égaux au produit de la prime de réservation établie selon l'article 2.1 par la capacité réservée de l'abonné;

b) Frais de souscription

Les frais de souscription sont égaux au produit de la prime de souscription établie selon l'article 2.2 par le volume maximal de retrait souscrit par l'abonné;

c) Frais d'injection

Les frais d'injection sont égaux au produit du taux unitaire au volume injecté établi selon l'article 2.3 par le volume de gaz effectivement injecté par l'abonné pendant le mois.

d) Frais de retrait

Les frais de retrait sont égaux au produit du taux unitaire au volume retiré établi selon l'article 2.3 par le volume de gaz effectivement retiré par l'abonné pendant le mois.

La facture minimale mensuelle est égale à la somme des frais de réservation et des frais de souscription.

C. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

TARIF E-4

1. DROITS, POSSESSION ET DROIT DE PROPRIÉTÉ

L'abonné garantit à la Compagnie qu'il détient tous les droits nécessaires pour livrer le gaz naturel à la Compagnie pour emmagasinage. La Compagnie se porte responsable du gaz qui lui est livré pour emmagasinage par l'abonné.

2. QUALITÉ DU GAZ

2.1 Impuretés

Le gaz livré pour injection ou retrait :

a) doit être commercialement exempt (aux conditions régnantes de pression et de température dans le gazoduc de TQM) de poussière ou d'autres matières solides ou liquides qui peuvent le rendre impropre à la vente, endommager les canalisations, les régulateurs, les compteurs ou autres installations par lesquelles passe le gaz ou nuire à leur fonctionnement; il ne doit pas non plus renfermer de substances qui n'étaient pas contenues dans le gaz au moment où celui-ci a été produit, sauf d'infimes quantités des matières nécessaires à son transport et à sa livraison;

b) ne doit pas renfermer plus de vingt-trois (23) milligrammes de sulfure d'hydrogène par mètre cube ni plus de quatre cent soixante (460) milligrammes de soufre total par mètre cube de gaz, selon les méthodes d'essai normalisées.

2.2 Qualité non conforme

À tout moment, si le gaz à être livré par l'abonné à la Compagnie ou si le gaz à être livré par la Compagnie n'est pas conforme aux spécifications décrites au paragraphe 2.1, alors l'abonné ou la Compagnie, selon le cas, avertit l'autre partie de cette déficience et peut refuser de prendre livraison du gaz jusqu'à ce que la situation soit corrigée. Lorsque la qualité du gaz n'est pas rétablie promptement, l'une ou l'autre des parties, selon le cas, peut accepter le gaz et effectuer elle-même les changements nécessaires pour

rétablir la qualité de ce gaz en conformité avec les spécifications décrites ci-haut et toute dépense raisonnable encourue pour effectuer ces changements est remboursée par l'autre partie.

3. MESURES

3.1 Unité du gaz

L'unité du gaz livré à la Compagnie ou livré par la Compagnie est de 1 000 mètres cubes (10^3 m^3), le gaz étant mesuré suivant la loi de Boyle en ce qu'elle s'applique au mesurage du gaz soumis à des pressions variables, ainsi que selon les principes de mesurage exposés à l'alinéa 3.2 a) ci-dessous. Au besoin, les mesures de correction appropriées sont effectuées pour tenir compte de la densité spécifique et des températures réelles d'écoulement du gaz ainsi que des différences enregistrées par rapport à la loi de Boyle, selon la méthode décrite à l'alinéa 3.2 ci-dessous.

3.2 Calcul du volume et du pouvoir calorifique

Le volume et le pouvoir calorifique du gaz livré à la Compagnie ou par la Compagnie sont calculés de la façon suivante :

a) L'unité de volume, aux fins des mesures, doit être le mètre cube de gaz à une température de 15° C et à une pression absolue de 101,325 kPa.

   Aux fins des mesures du gaz injecté ou retiré, la pression atmosphérique absolue moyenne (pression barométrique) aux postes de comptage est censée être constante, sans égard aux variations éventuelles de la pression barométrique réelle.

   La pression atmosphérique absolue moyenne (pression barométrique) est présumée être de 100,319 kPa (pression absolue).

b) Le pouvoir calorifique du gaz au mètre cube est calculé pour un mois donné par pondération volumétrique du pouvoir calorifique à chacun des postes d'injection ou de retrait.

   Le pouvoir calorifique du gaz à chacun des postes d'injection et de retrait est établi soit :

(i) en utilisant un calorimètre enregistreur étalonné monté au poste d'injection ou de retrait, auquel cas le pouvoir calorifique du gaz imputé chaque mois à ce poste est établi par pondération volumétrique du pouvoir calorifique journalier, ou

(ii) par l'essai d'échantillons de gaz, prélevés à intervalles irréguliers ou sur une certaine période par une méthode et à des moments tels que les échantillons prélevés et soumis aux essais soient représentatifs du gaz reçu par la Compagnie au point d'injection, ou

(iii) par l'utilisation des données mesurées par TQM pour la zone Est.

c) La température d'écoulement du gaz doit être établie, au cours de toute journée, par l'utilisation en continu d'un thermomètre enregistreur, ou tout appareil approuvé par Mesures Canada, monté conformément aux dispositions du Rapport n° 3 de l'American Gas Association et des révisions qui lui ont été apportées ou selon les recommandations du fabricant dans le cas des dispositifs de mesure sans orifice. On utilise un appareil d'intégration pour corriger automatiquement les volumes selon la température d'écoulement, tel que décrit au paragraphe 4.1.

d) La densité du gaz livré doit être établie en utilisant un densimètre enregistreur d'un modèle approuvé par Mesures Canada. La moyenne arithmétique de la densité relevée chaque jour doit servir au calcul des volumes de gaz. La densité du gaz pourra également être déterminée à partir de données mesurées par TQM pour la zone Est.

e) Écarts par rapport à la loi de Boyle : Lorsque le gaz est mesuré à l'aide d'un compteur ou de compteurs à orifice, le facteur de correction des écarts par rapport à la loi de Boyle est calculé conformément aux plus récentes versions du rapport NX19 ou du rapport AGA numéro 8 de l'American Gas Association, avec leurs modifications et suppléments ultérieurs en utilisant les moyennes arithmétiques quotidiennes des températures, de la pression, de la densité et de l'analyse représentative du gaz selon les exigences de ces rapports.

Lorsque le gaz est mesuré par des moyens autres qu'à l'aide d'un compteur à orifice, le facteur de correction des écarts par rapport à la loi de Boyle doit être celui recommandé par le manufacturier.

4. ÉQUIPEMENT DE MESURE

4.1 Poste de comptage

La Compagnie doit voir à ce que soit installé, entretenu et exploité un poste de comptage doté d'un ou de plusieurs compteurs et des autres appareils de mesure nécessaires pour bien mesurer le gaz livré en vertu du Contrat.

Les compteurs de gaz utilisés, ainsi que leurs accessoires, doivent être d'un type approuvé par Mesures Canada. Ces compteurs utilisés, devront être dotés d'un dispositif de comptage pour mesurer le volume réel de gaz qui traverse le compteur, d'indicateurs pour enregistrer la pression et la température du gaz en fonction du temps. Les données fournies par ce dispositif doivent être suffisantes pour déterminer les volumes de gaz livrés en fonction du temps. Les compteurs peuvent aussi être munis de mécanismes permettant l'enregistrement de débit ou encore réalisant l'intégration du produit du volume de gaz mesuré et des corrections relatives à la pression et la température, et indiquent le volume de gaz livré. Le mécanisme intégrateur permet d'incorporer dans les lectures la correction pour tenir compte des écarts par rapport à la loi de Boyle; sinon il faut apporter cette correction aux lectures du volume enregistrées.

4.2 Équipement de mesure de contrôle

L'abonné peut installer, entretenir et exploiter à ses frais tout instrument de mesure de contrôle qu'il désire, à condition que le montage de ces appareils soit réalisé de façon à n'avoir aucun effet sur le fonctionnement des appareils de mesurage de la Compagnie. Tout régulateur de contrôle de pression ou de volume installé par l'abonné doit être utilisé de façon à ne gêner aucunement le fonctionnement de l'appareillage de mesurage de la Compagnie.

4.3 Droits des parties

Tout équipement de mesure installé par l'une ou l'autre partie, ainsi que tout bâtiment nécessaire l'abritant, construit par l'une ou l'autre des parties, sont et demeurent la propriété de la partie qui les fait installer ou construire. Cependant, les parties peuvent se faire représenter sur place lors des opérations d'installation, de relevé, de nettoyage, de remplacement, de réparation, d'inspection, de contrôle, d'étalonnage ou de réglage de l'équipement de mesure de l'autre partie. Les registres de l'équipement de mesure appartiennent à leur

propriétaire, mais chaque partie convient de les remettre sur demande, aux fins de contrôle, à l'autre partie accompagnés de graphiques et calculs s'y rapportant, et de les lui retourner dans les dix (10) jours de leur réception.

4.4 Précautions nécessaires

L'équipement concernant ou affectant la livraison de gaz doit être installé de façon à permettre la détermination avec précision du volume de gaz livré et de vérifier facilement l'exactitude des mesures. Les parties doivent soigneusement faire en sorte que l'installation, l'entretien et le fonctionnement de leur équipement de régulation de pression n'entraînent pas d'erreur dans la détermination des volumes de gaz livrés.

4.5 Étalonnage et vérification de l'équipement de mesure

La Compagnie doit voir à ce que soit vérifiée à intervalles raisonnables la précision de l'équipement de mesure, en présence de représentants de l'abonné si ce dernier le demande. Cependant, la Compagnie n'est pas tenue d'effectuer ces vérifications plus d'une fois tous les trente (30) jours. Si l'une ou l'autre partie demande d'effectuer un essai spécial de l'équipement de mesure, les deux parties doivent alors s'entendre pour y procéder sans délai afin de lui permettre de prendre les mesures justes. Les dépenses relatives à cet essai spécial sont à la charge de l'abonné si celui-ci a demandé l'essai, et si les résultats démontrent que la marge d'erreur ne dépasse pas 2 % dans le cas d'un appareil autre qu'un densimètre ou un calorimètre enregistreur, 1 % dans le cas d'un densimètre et 0,5 % dans le cas d'un calorimètre enregistreur.

Si les résultats démontrent que la marge d'erreur ne dépasse pas :

a) 2 % s'il s'agit d'un appareil autre qu'un densimètre ou calorimètre enregistreur,

b) 1 % s'il s'agit d'un densimètre,

c) 0,5 % s'il s'agit d'un calorimètre enregistreur,

les données fournies jusqu'alors par l'appareil sont réputées valables aux fins de calcul des livraisons de gaz effectuées, mais l'appareil doit être réétalonné sans délai.

Si pour la période écoulée depuis le dernier essai, un nouvel essai démontre :

a) que l'appareil autre qu'un densimètre ou un calorimètre enregistreur donne une erreur de lecture de plus de 2 % sur un relevé correspondant au débit horaire moyen de la période écoulée depuis le dernier essai,

b) que le densimètre donne une erreur de lecture de plus de 1 %,

c) ou que le calorimètre enregistreur donne une erreur de lecture des mégajoules de plus de 0,5 %,

les lectures effectuées antérieurement doivent être corrigées en fonction de l'écart constaté pour les ramener à une erreur nulle à l'égard de la période en cause si cette période est clairement connue; mais s'il y a doute ou désaccord entre les parties quant à la période sur laquelle a porté l'erreur, les corrections doivent être faites pour une période couvrant au moins 50 % du temps écoulé depuis la dernière vérification, jusqu'à concurrence de 16 jours.

Nonobstant ce qui précède, si les parties s'entendent sur la date à laquelle l'erreur est survenue, les volumes mesurés de façon inexacte doivent être corrigés même si l'erreur découverte est inférieur aux pourcentages indiqués en (a), (b) ou (c) ci-dessus.

4.6 Correction des erreurs de mesure – Défaillance des compteurs

En cas de panne ou de déréglage d'un compteur, le volume de gaz livré est déterminé selon la méthode la plus équitable, notamment mais sans limitation :

a) en effectuant les calculs mathématique et les comparaisons fondés sur le ratio de capacité existant par rapport à un autre compteur en parallèle,

b) en retenant les indications relevées sur un équipement de mesure de contrôle,

c) ou en comparant les indications quant aux volumes livrés dans des conditions semblables, lorsque le compteur donnait des lectures justes.

4.7 Conservation des relevés

Les parties doivent conserver pendant au moins six (6) ans toutes les données de relevés, graphiques et autres documents semblables en leur possession. Les microfilms sont réputés avoir même valeur que les originaux.

5. FACTURATION

5.1 Date de facturation mensuelle

La Compagnie remet sa facture à l'abonné au plus tard le dix du mois, relativement à tout le service assuré au cours du mois précédent.

6. PAIEMENTS

6.1 Date du paiement mensuel

L'abonné doit verser à la Compagnie, au plus tard le vingt du mois, le paiement de sa facture mensuelle.

6.2 Recours en cas de défaut de paiement

Si l'abonné n'acquitte par entièrement à l'échéance la facture qui lui est remise, la Compagnie peut percevoir sur le solde impayé un intérêt égal au taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada à l'échéance, majoré de 1 %; cet intérêt est exigible à la date du paiement. Si la facture reste impayée plus de trente (30) jours après l'échéance, la Compagnie peut interrompre le service jusqu'à son règlement, mais l'abonné doit continuer d'effectuer les paiements des frais de réservation et de souscription jusqu'à la date d'expiration du contrat.

Toutefois, si l'abonné conteste de bonne foi tout ou partie de la facture et verse la somme qu'il estime juste, et s'il produit ensuite, dans les vingt (20) jours de la demande qui lui en est faite par la Compagnie, une caution que cette dernière juge suffisante, garantissant le paiement du montant sur lequel il est finalement statué comme étant dû, soit par entente entre les parties, par jugement du tribunal ou par décision arbitrale, selon le cas, la Compagnie ne peut interrompre son service par suite de ce défaut de paiement, à moins qu'il n'ait été dérogé aux conditions de la caution.

6.3 Ajustements en cas de paiement excessif ou insuffisant ou d'erreur de facturation

Si l'on découvre une imputation excessive ou insuffisante, sous quelque forme que ce soit, alors que l'abonné a effectivement acquitté les factures comportant ces imputations excessives ou insuffisantes, la Compagnie doit, dans les trente (30) jours suivant la date à laquelle l'imputation réelle a été établie, rembourser l'excédent de facturation accompagné d'un intérêt égal au taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada à compter de la date de l'imputation excessive jusqu'à la date du remboursement, majoré de 1 %, et l'abonné doit verser le montant de toute insuffisance, mais sans intérêt. Advenant qu'une erreur soit découverte dans le montant facturé par la Compagnie, cette erreur doit être corrigée dans les trente (30) jours suivant la date à laquelle l'imputation correcte a été établie, pourvu qu'une réclamation à cette fin ait été soumise dans les soixante (60) jours de la découverte de cette erreur, sans toutefois dépasser les douze (12) mois suivant la date du paiement.

6.4 Retard dans la facturation

Si la Compagnie remet sa facture après le dix du mois, le délai de paiement est prolongé en conséquence, à moins que l'abonné ne soit responsable de ce retard.

7. CONSERVATION DES DROITS QUANT À TOUT DÉFAUT FUTUR

Aucune renonciation par l'une ou l'autre des parties à tout défaut de l'autre partie dans l'exécution de toute disposition d'un contrat d'emmagasinage de gaz ne peut avoir pour effet de constituer une renonciation à tout défaut continu ou futur, de nature identique ou différente.

8. LOI, RÈGLEMENT ET ORDONNANCES

Les droits et obligations des parties liées par un contrat d'emmagasinage sont sujets à toutes lois valides présentes et futures, aux règlements de toute autorité compétente ayant juridiction présentement ou dans le futur.

Question :

24.2 Veuillez produire le contrat de service actuellement en vigueur liant Gaz Métro et Intragaz et se rapportant au site d'emmagasinage de St-Flavien.

Réponse :

Voir ci-après le contrat de service actuellement en vigueur liant Gaz Métro et Intragaz et se rapportant au site d'emmagasinage de Saint-Flavien.

CONTRAT DE SERVICE D'EMMAGASINAGE SOUTERRAIN
DE GAZ NATUREL À SAINT-FLAVIEN
(LE «CONTRAT»)

ENTRE : **SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN** société en commandite dûment constituée en vertu des lois du Québec et ayant sa principale place d'affaires au 1717, rue du Havre, Montréal, province de Québec, agissant et représentée aux présentes par son associée commanditée Gaz Métropolitain, inc., ayant sa principale place d'affaires en les mêmes lieux;

(ci-après appelée la «Société»)

D'UNE PART

ET : **SOQUIP** corporation légalement constituée en vertu de la *Loi sur la Société québécoise d'initiatives pétrolières* et ayant son siège social au 1175, rue de Lavigerie, ville de Sainte-Foy, province de Québec;

(ci-après appelée «SOQUIP»)

D'AUTRE PART

ATTENDU QUE SOQUIP détient le bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel No. 103 en vertu duquel elle exploite un gisement de gaz naturel à Saint-Flavien au Québec;

ATTENDU QUE SOQUIP détient le permis de recherche de réservoir souterrain No. RS 34 et détient ainsi cent pour cent (100 %) des intérêts dans un projet de conversion du gisement de gaz naturel de Saint-Flavien en réservoir souterrain de gaz naturel (le «Réservoir»);

ATTENDU QUE la Société déclare posséder et opérer une entreprise de distribution de gaz naturel dans la province de Québec;

ATTENDU QUE les parties désirent conclure une entente qui prévoit l'injection, l'emmagasinage et le retrait de gaz naturel qui sera confié à SOQUIP par la Société;

ATTENDU QUE le gaz naturel sera livré par la Société au Réservoir via une conduite souterraine reliant le pipeline de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. («TQM») et le Réservoir;

ATTENDU QUE le gaz naturel sera injecté dans le Réservoir par SOQUIP puis retiré à la convenance de la Société pour être ultimement acheminé à son réseau de distribution.

EN FOI DE QUOI, LES PARTIES AUX PRÉSENTES S'ENGAGENT ET CONVIENNENT DE CE QUI SUIT :

ARTICLE 1

TERMES GÉNÉRAUX ET CONDITIONS

1.1 Le Contrat a pour objet de définir les conditions dans lesquelles SOQUIP fournira à la Société des prestations de services relatives à l'emmagasinage, l'injection et le retrait de gaz naturel dans le Réservoir.

1.2 Le Tarif d'emmagasinage de gaz naturel E-2 («Tarif E-2») joint en annexe **A** ~~(le «Règlement tarifaire»)~~ s'applique au présent Contrat comme s'il y était récité au long.

ARTICLE 2

CONDITIONS PRÉLIMINAIRES

2.1 La fourniture du service d'emmagasinage est sujette à la réalisation de toutes les conditions suspensives suivantes :

2.1.1 l'acceptation, par la Régie du gaz naturel du Québec, du Tarif E-2 sans modification, et l'acceptation par celle-ci que la Société puisse porter à son coût de service les coûts résultant de l'application du tarif d'emmagasinage décrit au Tarif E-2;

2.1.2 la signature de tous les accords requis entre TQM, TransCanada PipeLines Limited, SOQUIP et la Société pour la construction des installations nécessaires au développement et à l'exploitation du Réservoir et à son raccordement avec le réseau de TQM;

2.1.3 la construction, par et au frais de SOQUIP, des installations nécessaires permettant de recevoir et d'injecter les volumes de gaz dans le Réservoir;

2.1.4 la construction de la conduite sous-fluviale devant relier Saint-Augustin et Bernières;

2.1.5 la construction de la conduite souterraine reliant Bernières et Saint-Flavien selon les conditions prévues à l'article 5 du Contrat; et

2.1.6 l'obtention de toutes les autorisations requises, y compris toutes les autorisations gouvernementales, administratives ou réglementaires nécessaires à la construction et l'exploitation de la conduite sous-fluviale reliant Saint-Augustin et Bernières, de la conduite souterraine reliant Bernières et Saint-Flavien et du Réservoir.

2.2 Les parties s'engagent à déployer tous les efforts raisonnables pour que les conditions énumérées à l'article 2.1 se réalisent au plus tôt après la signature du Contrat et pour qu'elles continuent de se réaliser par la suite. Les parties s'informeront mutuellement des développements quant à la réalisation de ces conditions.

ARTICLE 3

TERME DU CONTRAT

3.1 Le Contrat entrera en vigueur à la date de sa signature et le demeurera pour une période de quinze (15) ans après le début de la fourniture du service d'emmagasinage («Début du Service»). Il pourra être renouvelé pour une période additionnelle de quinze (15) ans tel que prévu aux articles 3.5 et suivants.

3.2 Le Début du Service par SOQUIP sera à une date se situant entre le 1er avril 1995 et le 1er août 1995, sujet à ce que SOQUIP ait préalablement envoyé à la Société un préavis de disponibilité du Réservoir («Préavis de Disponibilité») avant le 1er septembre 1993 ainsi qu'un avis de disponibilité du Réservoir («Avis de Disponibilité») avant le 1er juillet 1994. Si SOQUIP envoie le Préavis de Disponibilité après le 1er septembre 1993 ou l'Avis de Disponibilité après le 1er juillet 1994, la Société n'aura que l'obligation de déployer des efforts raisonnables pour maximiser l'utilisation du Réservoir durant la première année d'opération.

3.3 Nonobstant l'article 3.2, la date du Début du Service pourra être devancée à la période se situant entre le 1er avril 1994 et le 1er août 1994 ou repoussée par SOQUIP à la même période d'une année subséquente sujet à ce que SOQUIP ait préalablement envoyé un Préavis de Disponibilité avant le 1er septembre et un Avis de Disponibilité avant le 1er juillet des années précédentes applicables. Si SOQUIP envoie le Préavis de Disponibilité après le 1er septembre ou l'Avis de Disponibilité après le 1er juillet des années précédentes applicables, la Société n'aura que l'obligation de déployer des efforts raisonnables pour maximiser l'utilisation du Réservoir durant la première année d'opération.

3.4 Le Préavis de Disponibilité devra spécifier que le Début du Service aura lieu entre le 1er avril et le 1er août de la deuxième année suivant l'année de l'envoi du Préavis de Disponibilité. L'Avis de Disponibilité devra spécifier, entre autres, la date du Début du Service, la capacité d'emmagasinage, le volume maximal d'injection et de retrait et la cédule d'injection prévue.

3.5 Une partie peut signifier son intention de prolonger le Contrat pour une période de quinze (15) ans en donnant un préavis écrit à cet effet à l'autre partie au plus tard dix (10) ans après la date du Début du Service. Les termes et conditions du Contrat devront alors être négociés de nouveau à la satisfaction des parties. Ces dernières auront deux (2) ans après la date de réception du préavis par l'une d'elle

pour conclure une nouvelle entente, sans quoi le Contrat prendra fin à la date d'échéance prévue sans autre avis ni formalité sous réserve des articles 3.6 à 3.8.

3.6 Dans les trente (30) jours de l'expiration du délai de deux (2) ans après la date de réception du préavis prévu à l'article 3.5, l'une ou l'autre des parties pourra exiger que l'autre partie se soumette à la procédure d'arbitrage conformément aux articles 14.1 à 14.4 du présent Contrat.

Le ou les arbitres, selon le cas, auront compétence pour déterminer les termes et conditions qui seront applicables à la prolongation de quinze (15) ans du Contrat, en tenant compte des termes et conditions existant au présent Contrat, de ceux sur lesquels les parties, le cas échéant, se seront entendues et en tenant compte que les tarifs applicables devront être établis en fonction du principe des coûts évités.

3.7 Les parties s'engagent à ce que les termes et conditions établis par arbitrage conformément à l'article 3.6 soient soumis, avec leur appui, pour approbation par la Régie du gaz naturel du Québec, si requis, et ce, dans les meilleurs délais.

3.8 Dans l'éventualité où la Régie du gaz naturel du Québec modifie les termes et conditions établis par arbitrage, l'une ou l'autre des parties pourra, dans les trente (30) jours de la décision de la Régie du gaz naturel du Québec, aviser par écrit l'autre partie que le Contrat se terminera à la fin du terme initial de quinze (15) ans après le Début de la fourniture du service et ce, sans autre avis ni formalité.

ARTICLE 4

UTILISATION DU RÉSERVOIR

Réservation de la Capacité

4.1 À la date du Début du Service, la Société s'engage à :

4.1.1 prendre et SOQUIP s'engage à réserver à la Société la totalité de la capacité d'emmagasinage du Réservoir, jusqu'à concurrence de 142 000 10^3m^3 par année;

4.1.2 prendre et SOQUIP s'engage à réserver à la Société la totalité du volume maximal de retrait, jusqu'à concurrence de 5 666 10^3m^3 par jour;

4.1.3 rendre disponible tout le gaz naturel nécessaire pour développer la capacité maximale d'emmagasinage du Réservoir à l'exclusion du gaz coussin.

4.2 Au fur et à mesure du développement et de l'exploitation du Réservoir, SOQUIP enverra au plus tard le 1er avril de chaque année un avis de performance («Avis de Performance»), spécifiant la capacité d'emmagasinage, le volume maximal d'injection et retrait et la cédule de retrait et d'injection applicable jusqu'au 31 mars de l'année suivante.

4.3 Avant d'offrir à un tiers tout excédent de la capacité d'emmagasinage décrite à l'article 4.1.1 ou du volume maximal de retrait décrit à l'article 4.1.2, SOQUIP en avisera la Société par écrit au moins six (6) mois avant la disponibilité de tel excédent. La Société pourra, dans les soixante (60) jours de la réception de cet avis, signifier à SOQUIP son intention de prendre l'un ou l'autre excédent qui lui sera alors fourni par SOQUIP aux conditions stipulées dans l'avis. À défaut de signifier telle acceptation dans le délai imparti, SOQUIP pourra offrir cet excédent à tout autre client aux conditions stipulées dans l'avis. En cas de conflit entre les besoins de la Société et ceux d'autres clients de SOQUIP, les besoins de la Société seront toujours desservis en priorité jusqu'à concurrence des débits et des volumes prévus à l'article 4.1.

La Société s'engage à contracter la totalité ou partie de cette capacité additionnelle si elle est en mesure de l'utiliser pour ses propres besoins à un coût qui n'est pas supérieur à ce que cela lui en coûterait ailleurs ou de la mettre en marché auprès de tiers sans que cela porte préjudice à ses opérations courantes.

<u>Injection</u>

4.4 La Société pourra livrer pour injection, durant toute l'année, tous les volumes de gaz naturel qu'elle désire en autant :

4.4.1 qu'elle donne un préavis à SOQUIP d'au moins quinze (15) heures; toutefois, dans le cas d'un préavis de moins de quinze (15) heures et sur demande de la Société, SOQUIP déploiera des efforts raisonnables pour augmenter ou réduire le volume journalier nominé;

4.4.2 que ces injections soient conformes aux directives de SOQUIP prévues à l'article 7.2. et à l'Avis de Performance.

4.5 La pression de livraison par la Société via le réseau de TQM pour injection devra s'établir entre 4 000 et 6 500 kPa. La Société s'engage à exiger de TCPL ou de TQM, selon le cas, le niveau de pression le plus élevé possible compte tenu des directives émises par l'Office national de l'énergie. Dans l'éventualité où SOQUIP désire recevoir le gaz à un niveau de pression supérieure, elle défraiera les coûts relatifs à la compression additionnelle.

4.6 SOQUIP pourra mélanger le gaz naturel qui lui sera confié par la Société avec le gaz appartenant à SOQUIP ou à des tiers dans le Réservoir. La Société demeurera propriétaire du gaz naturel ainsi confié à SOQUIP qui sera entièrement responsable de tout le gaz naturel entreposé. La Société représente et garantit à SOQUIP qu'elle a tous les droits nécessaires pour confier ce gaz naturel à SOQUIP libre de tout privilège et de toute charge quelconque et s'engage à prendre le fait et cause de SOQUIP et à l'indemniser de tout dommage direct et indirect en capital, intérêt ou en frais judiciaires et extra-judiciaires résultant de toute poursuite ou réclamation quelconque contestant les droits de la Société de confier ce gaz à SOQUIP ou réclamant de SOQUIP un paiement quelconque de ce fait.

4.7 SOQUIP maintiendra un niveau de gaz coussin adéquat pour l'exploitation du Réservoir et assumera tous les coûts associés à l'achat du gaz naturel servant de gaz coussin dont elle demeurera propriétaire. La Société assumera tous les coûts relatifs au transport et à la distribution de ce gaz coussin depuis l'Ouest canadien jusqu'au Réservoir. Les parties conviennent que la quantité de gaz coussin est estimée à environ deux (2) Bcf.

4.8 La Société fournira à ses frais et pour ses propres besoins, le gaz naturel nécessaire à l'exploitation du Réservoir.

<u>Retrait</u>

4.9 La Société pourra retirer du Réservoir, durant toute l'année, tous les volumes de gaz naturel qu'elle désire en autant :

4.9.1 qu'elle donne un préavis à SOQUIP d'au moins quinze (15) heures; toutefois, dans le cas d'un préavis de moins de quinze (15) heures et sur demande de la Société, SOQUIP déploiera des efforts raisonnables pour augmenter ou réduire le volume journalier nominé;

4.9.2 que les volumes de gaz retirés n'excèdent pas les quantités de gaz naturel appartenant à la Société dans le Réservoir; et

4.9.3 que ces retraits soient conformes aux directives de SOQUIP prévues à l'article 7.2. et à l'Avis de Performance.

4.10 Le volume maximal de retrait, basé sur une pression de 4 500 kPa dans le réseau de TQM, sera établi de la façon suivante : le retrait maximal (à la pression moyenne dans le réseau de TQM) observé ou estimé sur une période de vingt-quatre (24) heures sera ramené à un retrait maximal correspondant à une pression de 4 500 kPa sur le réseau de TQM. Pour déterminer le retrait maximal à une pression de 4 500 kPa, une méthode d'ingénierie reconnue et acceptée par les Parties sera utilisée. Cette journée d'essai aura lieu au tout début de la saison de soutirage, lorsque le Réservoir sera rempli à capacité, à une date à être convenue entre les parties. Aux fins de cet article, les parties pourront estimer le volume maximal de retrait à partir d'un essai de moins de vingt-quatre (24) heures mais d'au moins six (6) heures.

4.11 Les Parties reconnaissent qu'au moment de la signature des présentes, la formule de la prime de l'excédentaire a été établie en fonction du comportement anticipé par SOQUIP du Réservoir représenté à l'annexe B par des volumes utiles de 3, 4 et 5 Bcf et des volumes maximaux de retrait de 85, 130 et 180 mmpc/j respectivement. Advenant qu'après chacune des quatre (4) premières années d'opération, la relation entre le volume maximal de retrait lors de la journée d'essai et le volume excédentaire total disponible lors d'une année diffère significativement de l'annexe B, un ajustement avec effet rétroactif de la formule prévue à l'article 2.2 du Tarif E-2 sera effectué. Cet ajustement fera en sorte de multiplier les frais de l'excédentaire par le rapport du volume excédentaire réel (tel qu'établi dans le paragraphe suivant) sur le volume excédentaire théorique tel qu'on peut l'estimer à l'annexe B.

Les parties conviennent qu'au cours de chacune des quatre (4) premières années de service, elle verront à évaluer cette courbe de production de façon satisfaisante, soit, à la demande de la Société, par la conduite de tests de production prolongé

ou soit par une méthode d'ingénierie reconnue, convenue par les Parties. Si un test de production prolongé est utilisé, la Société s'engage à retirer tout le gaz nécessaire à la conduite de ces tests prolongés.

4.12 SOQUIP fournira le gaz à la Société à une pression non inférieure à la pression fournie par TCPL au poste de livraison de TQM à Bernières, laquelle pression ne devrait pas excéder 6 500 kPa.

ARTICLE 5

CONSTRUCTION DES INSTALLATIONS ET RACCORDEMENT

5.1 La conduite reliant le poste de livraison de Bernières et Saint-Flavien sera construite par la Société aux meilleurs coûts possibles après approbation du plan d'ensemble et des coûts par SOQUIP.

5.2 Les installations d'emmagasinage de Saint-Flavien seront raccordées au réseau de TQM dans la région de Bernières à un endroit déterminé par TQM, SOQUIP et la Société dans un rayon de 23 km de Laurier Station.

5.3 SOQUIP remboursera à la Société la totalité des coûts de construction de la conduite reliant Bernières et Saint-Flavien. En conséquence, dans cette option, ces coûts de construction n'affecteront pas la base de tarification de la Société. Au lieu de rembourser à la Société ces coûts, SOQUIP pourra à son choix, payer à la Société le coût de service marginal résultant de l'inclusion de ces coûts dans sa base de tarification. Les parties prévoient que ces coûts n'excéderont pas quinze et demi (15,5) millions de dollars (1992).

5.4 SOQUIP aura l'option de construire cette conduite à ses frais et de la louer ou la vendre à la Société pour une considération totale de 1,00 $.

ARTICLE 6

ENTRETIEN DES INSTALLATIONS

6.1 SOQUIP se réserve le droit de suspendre les opérations du Réservoir toute la durée du mois de septembre d'une année d'opération, ou à une autre date mutuellement acceptable aux deux Parties, afin de lui permettre de faire l'entretien préventif des installations. SOQUIP avisera la Société au moins trente (30) jours à l'avance de ses intentions à cet effet. SOQUIP pourrait, pendant cette période, ne pas être en mesure de fournir à la Société tous les services prévus à ce Contrat, sans réduction pour autant des frais de réservation et de souscription.

6.2 Nonobstant l'article 6.1, SOQUIP ne pourra pas faire l'entretien du Réservoir entre le 1er octobre d'une année et le 1er mai de l'année subséquente.

6.3 L'entretien de la conduite reliant Bernières à Saint-Flavien sera effectué par la Société à ses frais.

ARTICLE 7

GESTION ET DIRECTIVES

7.1 SOQUIP s'engage à mettre à la disposition de la Société tous les renseignements nécessaires pour optimaliser la performance du Réservoir compte tenu de ses objectifs opérationnels, des limites physiques du Réservoir et des installations qui y sont reliées, et des directives prévues à l'article 7.2.

7.2 La Société se conformera aux directives raisonnables qui lui seront fournies par SOQUIP concernant le développement et l'exploitation du Réservoir, notamment en ce qui concerne la capacité d'emmagasinage, la période et le débit d'injection et la période et le débit de retrait.

7.3 La gestion du Réservoir et les coûts inhérents à celle-ci seront de la responsabilité de SOQUIP.

ARTICLE 8

TAUX

8.1 Les taux applicables au Contrat sont ceux prévus au Tarif E-2

8.2 Toutefois, à compter de la date du Début du Service et jusqu'au 1er octobre de cette même année, il est convenu qu'aucun frais de l'excédentaire tel que prévu à l'article 2.5 b) de la Section B du ~~Règlement tarifaire~~ TARIF E-2 ne sera exigible.

ARTICLE 9

FACTURATION

9.1 À la date du Début de Service, les frais facturés par SOQUIP à la Société seront déterminés à partir des données incluses à l'Avis de Performance.

9.2 Si le service offert par le Réservoir ne correspondait pas aux paramètres de l'Avis de Performance, les frais de réservation et de l'excédentaire prévus à l'article 2.5 du Tarif E-2 seront ajustés rétroactivement au 1er avril de chaque année pour refléter les conditions observées dans la réalité.

ARTICLE 10

FORCE MAJEURE

10.1 SOQUIP s'engage à déduire des frais de réservation et de l'excédentaire, les montants qui correspondent à la période de force majeure pendant laquelle la Société aura été dans l'impossibilité de jouir de la totalité ou d'une partie du service prévu à ce Contrat. Dans la mesure où une partie de ces services aura été fournie, la facturation sera ajustée au prorata des services rendus.

10.2 SOQUIP ne sera tenue responsable d'aucun dommage causé à la Société ou à ses abonnés du fait de la situation de force majeure. La Société ne sera tenue responsable d'aucun dommage causé à SOQUIP du fait de la situation de force majeure.

10.3 Aux fins du présent Article, le terme «force majeure» désigne les grèves, les lock-out, les fermetures d'usine ou toute autre perturbation dans l'industrie, les actes commis par l'ennemi public, les actes de sabotage, les guerres, les blocus, les insurrections, les émeutes, les épidémies, les glissements de terrain, la foudre, les tremblements de terre, les incendies, les tempêtes, les inondations, les catastrophes naturelles, la mise aux arrêts ou la contrainte des gouvernements et des personnes, les désordres civils, les explosions, les pannes ou les accidents survenus aux équipements ou aux conduites, le gel des réservoirs ou des conduites, l'impossibilité de se procurer les matériaux, les approvisionnements, les permis ou la main-d'oeuvre nécessaire, toute loi, ordonnance ou décision, règlement, acte ou contrainte émanant d'un service du gouvernement ou de l'autorité (civile ou militaire), ou tout autre cas de force majeure au sens du Code civil du Bas-Canada.

Dans l'éventualité où l'une des parties se trouve dans l'impossibilité totale ou partielle de remplir et de respecter toute obligation ou condition des présentes en raison d'un cas de force majeure, la partie en cause devra faire parvenir à l'autre partie un avis écrit donnant tous les détails du cas de force majeure, et le faire livrer par messager ou l'expédier par télécopieur, télex ou toute autre forme de messagerie électronique directe, et ce, dans les plus brefs délais après que l'événement soit survenu.

10.4 Aucune des parties ne pourra se prévaloir du bénéfice des dispositions des cas de force majeure ci-dessus si une des circonstances suivantes existe :

10.4.1 si le manquement dû à une condition de force majeure résulte de la négligence de la partie demandant la suspension du Contrat; et

10.4.2 si le manquement est le fait de la partie demandant la suspension du Contrat dans la mesure où celle-ci n'a pas cherché à remédier au problème en déployant tous les efforts raisonnables requis (exception faite des recours, si la solution au problème nécessitait un recours en justice); l'interruption est due à un manque de fonds; si la partie demandant la suspension du Contrat n'a pas envoyé l'avis écrit requis à l'autre partie dès qu'elle a été en mesure de déterminer que la survenance de l'événement avait le caractère du cas de force majeure et que cet événement pouvait affecter sa capacité de respecter et d'exécuter l'une des conditions ou obligations du présent Contrat et ce, jusqu'à ce que l'avis soit envoyé.

10.5 La partie demandant la suspension du Contrat pour cause de force majeure devra également envoyer un avis écrit à l'autre partie dès qu'elle aura remédié à la condition constituant le cas de force majeure, et que ladite partie a repris ou est en mesure de reprendre l'exécution des obligations et conditions découlant du présent Contrat.

ARTICLE 11

DROIT DE PREMIER REFUS

11.1 Avant d'offrir à un tiers une capacité d'emmagasinage additionnelle développée par SOQUIP sur la Rive-Sud de Québec, SOQUIP devra d'abord l'offrir à la Société, à des conditions tarifaires qui pourront différées de celles du Tarif E-2. À défaut par la Société d'accepter l'offre de SOQUIP dans les soixante (60) jours suivant ladite offre, SOQUIP pourra alors offrir cette capacité d'emmagasinage additionnelle à des tiers mais aux mêmes conditions que celles proposées à la Société.

11.2 La Société s'engage à contracter la totalité ou partie de cette capacité additionnelle, si elle est en mesure de l'utiliser pour ses propres besoins à un coût qui n'est pas supérieur à ce qui lui en coûterait ailleurs ou de la mettre en marché auprès de tiers, sans que cela porte préjudice à ses opérations courantes.

ARTICLE 12

AVIS

12.1 Tous les avis requis ou permis en vertu de ce Contrat, sauf ceux prévus aux articles 4.4 et 4.9 («Avis»), doivent être établis par écrit, sauf disposition contraire, et livrés par messager ou envoyés par télécopieur ou télégramme aux parties, à leur adresse respective énoncée ci-dessous.

12.2 Un Avis est réputé avoir été donné et reçu, si il est envoyé par messager ou par télégramme, le troisième jour ouvrable suivant le jour de son expédition, et si il est envoyé par télécopieur ou télex, le deuxième jour ouvrable suivant sa transmission.

12.3 Pour l'envoi des Avis, les adresses respectives des parties sont les suivantes jusqu'à avis contraire :

Pour SOQUIP

SOQUIP
1175, rue de Lavigerie
Sainte-Foy (Québec)
G1V 4P5

A l'attention du Vice-président, Finances et Planification

Téléphone : (418) 651-9543
Télécopieur : (418) 651-2292

ET

Pour la Société

Société en commandite Gaz Métropolitain
1717, rue du Havre
Montréal (Québec)
H2K 2X3

À l'attention du Directeur, Approvisionnement gazier

Téléphone : (514) 598-3578
Télécopieur : (514) 598-3678

ARTICLE 13

CESSION

13.1 SOQUIP peut céder la totalité ou une partie de ses intérêts dans le présent Contrat sur avis à la Société. La Société ne pourra céder que la totalité de ses intérêts et avec l'accord préalable de SOQUIP, lequel ne sera pas retenu sans motif raisonnable.

ARTICLE 14

ARBITRAGE

14.1 Tout différend entre les parties sur l'interprétation ou l'application du présent Contrat, sauf sur des matières qui relèvent de la compétence exclusive de la Régie du gaz naturel, sera décidé par un arbitre unique désigné par les parties, dans les trente (30) jours d'un avis donné à cet effet par l'une des parties.

14.2 À défaut d'entente entre les parties sur la nomination de cet arbitre, chaque partie nommera un arbitre et les deux (2) arbitres ainsi désignés nommeront un troisième arbitre.

14.3 L'arbitrage en vertu des articles 14.1 et 14.2 sera régi par les dispositions du Code de procédure civile du Québec.

14.4 Les parties conviennent que toute décision rendue par le ou les arbitres les liera et sera finale et sans appel.

ARTICLE 15

DOMICILE ET LOI APPLICABLE

15.1 Le Contrat est soumis et sera interprété selon les lois de la province de Québec.

ARTICLE 16

CONTRATS ET ENTENTES ANTÉRIEURES

16.1 Les dispositions contenues au présent Contrat constituent tous les engagements et ententes intervenues entre les parties et elles remplacent et annulent tout contrat, entente ou engagement, oral ou écrit, conclu antérieurement à cet égard.

EN FOI DE QUOI, LES PARTIES ONT SIGNÉ LE PRÉSENT CONTRAT À MONTRÉAL, LE 30e JOUR D'OCTOBRE 1992.

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN, par son associée commanditée Gaz Métropolitain, inc.

Par : _____
Michel Gourdeau
Vice Président, Approvisionnements gaziers et Ventes grandes entreprises

Par : _____
René Bédard
Secrétaire corporatif

SOQUIP

Par : _____
Yves Rheault
Président

Par : _____
André L'Écuyer
Vice-président, Finances et Planification

ANNEXE A

EMMAGASINAGE SOUTERRAIN

SAINT-FLAVIEN

TARIF PROPOSÉ PAR

LA REQUÉRANTE SOQUIP

CONTENU

A. DISPOSITIONS INTERPRÉTATIVES 1

B. DISPOSITIONS TARIFAIRES 3

Tarif E-2 : Tarif d'emmagasinage de gaz naturel

C. DISPOSITIONS GÉNÉRALES 4

A - DISPOSITIONS INTERPRÉTATIVES

Dans le tarif de la Compagnie, à moins que le contexte n'impose un sens différent, les expressions et termes suivants ont le sens qui leur est donné ci-dessous :

«abonné» - individu, société, corporation ou organisme détenteur d'un abonnement;

«abonnement» - convention tacite ou expresse entre un abonné et la Compagnie dont l'objet est le service d'emmagasinage du gaz naturel;

«année contractuelle» - période de trois cent soixante-cinq (365) jours consécutifs, ou de trois cent soixante-six (366) jours lorsqu'elle comporte un 29 février, à compter de la date expressément convenue entre la Compagnie et l'abonné comme étant le premier jour de l'année contractuelle ou de l'anniversaire de cette date lorsque la durée du contrat excède un an;

«capacité d'emmagasinage» - volume utile du réservoir;

«capacité réservée» - cette partie de la capacité d'emmagasinage qu'un abonné réserve par contrat;

«Compagnie» - SOQUIP ou toute(s) autre(s) personne(s), société(s) ou corporation(s) offrant, seule ou avec celle(s)-ci, un service d'emmagasinage;

«contractuel» - convenu par écrit entre la Compagnie et l'abonné;

«contrat» - abonnement écrit;

«demande contractuelle saisonnière» - capacité réservée ÷ 100 jours;

«demande contractuelle excédentaire» - volume maximal de retrait moins la demande contractuelle saisonnière;

«gaz coussin» - tout le gaz appartenant à la Compagnie et injecté dans le réservoir qui ne peut être considéré comme faisant partie du volume utile;

«injection» - le volume de gaz accepté par la Compagnie pour fins d'emmagasinage;

«joule» - unité d'énergie correspondant au travail d'une force d'un newton se déplaçant d'un mètre dans sa direction;

«jour» - période de vingt-quatre (24) heures consécutives, commençant à l'heure normale de l'est (HNE) convenue entre la Compagnie et l'abonné ou, à défaut de convention, à partir de 8 h 00 HNE;

«mètre cube de gaz» ou «m^3» - quantité de gaz contenue dans un mètre cube à la pression absolue de 101,325 kilopascals et à la température de 15 degrés Celsius;

«Newton» - unité de mesure de force équivalant à la force qui communique à un corps, ayant une masse d'un kilogramme, une accélération d'un (1) mètre par seconde carrée;

«Pascal» - unité de mesure de contrainte équivalant à la pression produite par une force d'un newton appliquée à la surface d'un (1) mètre carré;

«pouvoir calorifique» - le nombre total de joules, exprimé en mégajoules par mètre cube (MJ/m^3), produit par la combustion complète, à pression constante, d'un (1) mètre cube de gaz au contact de l'air, dans des conditions telles que le gaz est exempt de vapeur d'eau, que le gaz, l'air et les produits de combustion sont à température normale et que toute l'eau produite par la combustion est condensée à l'état liquide;

«réservation» - partie de la capacité d'emmagasinage du réservoir réservée par contrat;

«réservoir» - réservoir souterrain de gaz naturel;

«retrait» - volume de gaz retiré du réservoir;

«Société» - Société en commandite Gaz Métropolitain;

«TQM» - Gazoduc TransQuébec et Maritimes Inc.;

«volume excédentaire» - le volume excédentaire disponible équivaut à la partie du volume utile qui peut être retiré à un débit journalier supérieur à la demande contractuelle saisonnière.

«volume cyclé» - volume résultant de l'utilisation en injection et en retrait du volume utile;

«volume maximal de retrait» - volume quotidien maximal de gaz spécifié à tout contrat que la Compagnie s'engage à remettre à l'abonné selon les contraintes opérationnelles du réservoir;

«volume utile» - volume de gaz converti à une pression absolue de 101,325 kilopascals et à une température de 15 degrés celsius soutirable au cours d'une période de cent cinq (105) jours dont quatre-vingt-cinq (85) jours à un débit égal à la demande contractuelle saisonnière et vingt (20) jours à 75 % de la demande contractuelle saisonnière.

B - DISPOSITIONS TARIFAIRES

Tarif E-2 : Tarif d'emmagasinage de gaz naturel

1. APPLICATION

Pour toute prestation d'un service d'emmagasinage dans le Réservoir souterrain de Saint-Flavien, pour la durée du contrat entre la Compagnie et l'abonné.

2. TARIFS

2.1 Prime de réservation

7,40 $/10^3m^3$ réservé/mois

2.2 Prime de l'excédentaire

[18,00 + (DCE x 0,016)] $/(10^3m^3/j)$ de demande contractuelle excédentaire/mois,

où DCE est la demande contractuelle excédentaire exprimée en $(10^3m^3/j)$. La prime de l'excédentaire n'excédera pas 84,00 $/(10^3m^3/j)$ de demande contractuelle excédentaire/mois, sujet aux dispositions de l'article 2.4.

Pour les fins du contrat de service d'emmagasinage souterrain de gaz naturel à Saint-Flavien intervenu entre la Société et la Compagnie, la prime de l'excédentaire variera en fonction des ajustements qui pourront être effectués en vertu de l'article 4.11 de ce contrat.

2.3 Prime unitaire au volume injecté ou retiré

1,50 $/10^3m^3$ injecté.

0,25 $/10^3m^3$ retiré.

2.4 Ajustement des primes

Les primes déterminées aux articles 2.1, 2.2 et 2.3 seront majorés de 3% au 1er janvier de chaque année à compter de 1994.

2.5 Facture mensuelle

La facture mensuelle est la somme des frais de réservation, des frais de l'excédentaire, des frais d'injection et des frais de retrait calculés de la façon suivante :

a) frais de réservation

Les frais de réservation sont égaux au produit de la prime de réservation établie selon l'article 2.1 par la capacité réservée de l'abonné;

b) frais de l'excédentaire

Les frais de l'excédentaire sont égaux au produit de la prime de l'excédentaire établie selon l'article 2.2 par la demande contractuelle excédentaire.

Pour les fins du contrat de service d'emmagasinage souterrain de gaz naturel à Saint-Flavien intervenu entre la Société et la Compagnie, aucun frais de l'excédentaire ne sera exigible à compter de la date du Début du Service, tel que définit au Contrat, jusqu'au 1er octobre de cette même année.

c) frais d'injection

Les frais d'injection sont égaux au produit de la prime unitaire au volume injecté établi selon l'article 2.3 par le volume de gaz effectivement injecté par l'abonné pendant le mois;

d) frais de retrait

Les frais de retrait sont égaux au produit de la prime unitaire au volume retiré établi selon l'article 2.3 par le volume de gaz effectivement retiré par l'abonné pendant le mois.

La facture minimale mensuelle est égale à la somme des frais de réservation et des frais de l'excédentaire.

C - DISPOSITIONS GÉNÉRALES

1. DROITS, POSSESSION ET DROIT DE PROPRIÉTÉ

L'abonné garantit à la Compagnie qu'il détient tous les droits nécessaires pour livrer le gaz naturel à la Compagnie pour emmagasinage. La Compagnie se porte responsable du gaz qui lui est livré pour emmagasinage par l'abonné.

2. QUALITÉ DU GAZ

2.1 Impuretés

Le gaz livré pour injection ou retrait :

a) doit être commercialement exempt (aux conditions régnantes de pression et de température dans le gazoduc de TQM) de poussière ou d'autres matières solides ou liquides qui peuvent le rendre impropre à la vente, endommager les canalisations, les régulateurs, les compteurs ou autres installations par lesquelles passe le gaz ou nuire à leur fonctionnement; il ne doit pas non plus renfermer de substances qui n'étaient pas contenues dans le gaz au moment où celui-ci a été produit, sauf d'infimes quantités des matières nécessaires à son transport et à sa livraison;

b) ne doit pas renfermer plus de vingt-trois (23) milligrammes de sulfure d'hydrogène par mètre cube ni plus de quatre cent soixante (460) milligrammes de soufre total par mètre cube de gaz, selon les méthodes d'essai normalisées.

2.2 Qualité non conforme

À tout moment, si le gaz à être livré par l'Abonné à la Compagnie ou si le gaz à être livré par la Compagnie à l'Abonné n'est pas conforme aux spécifications décrites à l'article 3.1, alors l'abonné ou la Compagnie, selon le cas, avertit l'autre partie de cette déficience et peut refuser de prendre livraison du gaz jusqu'à ce que la situation soit corrigée. Lorsque la qualité du gaz n'est pas rétablie promptement, l'une ou l'autre des parties, selon le cas, peut accepter le gaz et effectuer elle-même les changements nécessaires pour rétablir la qualité de ce gaz en conformité avec les spécifications décrites ci-haut et toute dépense raisonnable encourue pour effectuer ces changements est remboursée par l'autre partie.

2.3 Valeur calorifique

Le gaz retiré ne pourra en aucun cas avoir un pouvoir calorifique inférieur au gaz livré par l'Abonné. Si tel était le cas, un ajustement monétaire pourra être exigé par l'Abonné pour la baisse de valeur calorifique.

3. MESURES

3.1 Unité de gaz

L'unité de gaz livré à la Compagnie ou livré par la Compagnie est de mille (1 000) mètres cubes (10^3m^3), le gaz étant mesuré suivant le loi de Boyle en ce qu'elle s'applique au mesurage du gaz soumis à des pressions variables, ainsi que selon les principes de mesurage exposés à l'alinéa 4.2 a) ci-dessous. Au besoin, les mesures de correction appropriées sont effectuées pour tenir compte de la densité spécifique et des températures réelles d'écoulement du gaz ainsi que des différences enregistrées par rapport à la loi de Boyle, selon la méthode décrite à l'alinéa 4.2 ci-dessous.

3.2 Calcul du volume et du pouvoir calorifique

Le volume et le pouvoir calorifique du gaz livré à la Compagnie ou par la Compagnie sont calculés de la façon suivante :

a) l'unité de volume, aux fins des mesures, doit être le mètre cube de gaz à une température de 15 degrés Celsius et à une pression absolue de 101,325 kilopascals;

aux fins des mesures du gaz injecté ou retiré, la pression atmosphérique absolue moyenne (pression barométrique) aux postes de comptage est censée être constante, sans égard aux variations éventuelles de la pression barométrique réelle;

la pression atmosphérique absolue moyenne (pression barométrique) est présumée être de 100,319 kilopascals (pression absolue);

b) le pouvoir calorifique du gaz au mètre cube des postes d'injection et de retrait est établi soit :

(i) en utilisant un calorimètre enregistreur étalonné monté au poste d'injection ou de retrait, auquel cas le pouvoir calorifique du gaz imputé chaque mois à ce poste est établi par pondération volumétrique du pouvoir calorifique journalier; ou

(ii) par l'essai d'échantillons de gaz, prélevés à intervalles irréguliers ou sur une certaine période par une méthode et à des moments tels que les échantillons prélevés et soumis aux essais soient représentatifs du gaz reçu par la Compagnie au point d'injection; ou

(iii) par l'utilisation des données mesurées par TQM pour la zone Est;

c) la température d'écoulement du gaz doit être établie, au cours de toute journée, par l'utilisation continue d'un thermomètre enregistreur monté conformément aux dispositions du Rapport no 3 de l'«American Gas Association» et des révisions qui lui ont été apportées ou selon les recommandations du fabricant dans le cas des dispositifs de mesure sans orifice. La moyenne arithmétique de la température d'écoulement du gaz relevée chaque jour doit servir au calcul des volumes de gaz, sauf si l'on utilise un appareil d'intégration pour corriger automatiquement les volumes selon la température d'écoulement, tel que décrit au paragraphe 5.1;

d) la densité du gaz livré doit être établie en utilisant un densimètre enregistreur d'un modèle approuvé. La moyenne arithmétique de la densité relevée chaque jour doit servir au calcul des volumes de gaz. La densité du gaz pourra également être déterminée à partir de données mesurées par TQM pour la zone Est;

e) écarts par rapport à la loi de Boyle : lorsque le gaz est mesuré à l'aide d'un compteur ou de compteurs à orifice, le facteur de correction des écarts par rapport à la loi de Boyle est calculé conformément aux tableaux publiés à cette fin par l'American Gas Association en 1955, avec leurs modifications et suppléments ultérieurs en utilisant les moyennes arithmétiques quotidiennes des températures, de la pression, de la densité et de l'analyse représentative du gaz selon les exigences de ces tableaux;

lorsque le gaz est mesuré par des moyens autres qu'à l'aide d'un compteur à orifice, le facteur de correction des écarts par rapport à la loi de Boyle doit être le carré du facteur calculé selon la méthode décrite ci-dessous, qui s'applique aux compteurs à orifice.

4. ÉQUIPEMENT DE MESURE

4.1 Poste de comptage

La Compagnie doit voir à ce que soit installé, entretenu et exploité, à ses frais, un poste de comptage doté d'un ou de plusieurs compteurs et des autres appareils de mesure nécessaires pour bien mesurer le gaz injecté et retiré en vertu du contrat.

Si les appareils utilisés sont des compteurs à orifice, leur installation et leur entretien, ainsi que le calcul des volumes de gaz mesurés, doivent être effectués conformément aux Règlements relatifs au gaz et aux compteurs à gaz du 4 avril 1952 et à la Prescription no 7 du 1er mars 1956 qui s'y rapporte, publiés par la Direction des normes du ministère de la Consom-

mation et des Corporations. Lorsqu'elles ne sont pas incompatibles avec ces derniers, les normes prescrites par le «Gas Measurement Committee» de l'«American Gas Association», dans son rapport no 3 d'avril 1955, y compris les annexes et amendements, doivent aussi être respectés.

Les compteurs de gaz à déplacement réel et à turbine utilisés, ainsi que leurs accessoires, doivent être d'un type approuvé par la Direction des normes du ministère de la Consommation et des Corporations. Lorsque de tels compteurs sont utilisés, ils doivent être dotés d'un dispositif de comptage pour mesurer le volume réel de gaz qui traverse le compteur, d'indicateurs pour enregistrer la pression et la température du gaz en fonction du temps. Les données fournies par ce dispositif doivent être suffisantes pour déterminer les volumes de gaz livrés en fonction du temps. Les compteurs peuvent aussi être munis de mécanismes permettant l'enregistrement de débit ou encore réalisant l'intégration du produit du volume de gaz mesuré et des corrections relatives à la pression et la température et indiquent le volume de gaz livré. Le mécanisme intégrateur permet d'incorporer dans leur lectures la correction pour tenir compte des écarts par rapport à la loi de Boyle; sinon il faut apporter cette correction aux lectures de volume enregistrées.

4.2 Équipement de mesure de contrôle

L'abonné peut installer, entretenir et exploiter à ses frais tout instrument de mesure de contrôle qu'il désire, à condition que le montage de ces appareils soit réalisé de façon à n'avoir aucun effet sur le fonctionnement des appareils de mesurage de la Compagnie. Tout régulateur de contrôle de pression ou de volume installé par l'abonné doit être utilisé de façon à ne gêner aucunement le fonctionnement de l'appareillage de mesurage de la Compagnie.

4.3 Droits des parties

Tout équipement de mesure installé par l'une ou l'autre partie, ainsi que tout bâtiment nécessaire l'abritant, construit par l'une ou l'autre des parties, sont et demeurent la propriété de la partie qui les fait installer ou construire. Cependant, les parties peuvent se faire représenter sur place lors des opérations d'installations, de relevé, de nettoyage, de remplacement, de réparation, d'inspection, de contrôle, d'étalonnage ou de réglage de l'équipement de mesure de l'autre partie. Les registres de l'équipement de mesure appartiennent à leur propriétaire, mais chaque partie convient de les remettre sur demande, aux fins de contrôle, à l'autre partie accompagnés de graphiques et calculs s'y rapportant et de les lui retourner dans les dix (10) jours de leur réception.

4.4 Précautions nécessaires

L'équipement concernant ou affectant la livraison de gaz doit être installé de façon à permettre la détermination avec précision du volume de gaz livré et de vérifier facilement l'exactitude des mesures. Les parties doivent soigneusement faire en sorte que l'installation, l'entretien et le fonctionnement de leur équipement de régulation de pression n'entraînent pas d'erreur dans la détermination des volumes de gaz livrés.

4.5 Étalonnage et vérification de l'équipement de mesure

La Compagnie doit vérifier à intervalles raisonnables la précision de son équipement de mesure, en présence de représentants de l'abonné si ce dernier le demande. Cependant, la Compagnie n'est pas tenue d'effectuer ces vérifications plus d'une fois tous les trente (30) jours. Si l'une ou l'autre partie demande d'effectuer un essai spécial de l'équipement de mesure, les deux parties doivent alors s'entendre pour y procéder sans délai afin de lui permettre de prendre les mesures justes. Les dépenses relatives à cet essai spécial sont à la charge de l'abonné si celui-ci a demandé l'essai et si les résultats démontrent que la marge d'erreur ne dépasse pas 2% dans le cas d'un appareil autre qu'un densimètre ou un calorimètre enregistreur, 1% dans le cas d'un densimètre et 0,5% dans le cas d'un calorimètre enregistreur.

Si les résultats démontrent que la marge d'erreur ne dépasse pas :

a) 2% s'il s'agit d'un appareil autre qu'un densimètre ou un calorimètre enregistreur;

b) 1% s'il s'agit d'un densimètre;

c) 0,5% s'il s'agit d'un calorimètre enregistreur;

les données fournies jusqu'alors par l'appareil sont réputées valables aux fins du calcul des livraisons de gaz effectuées, mais l'appareil doit être réétalonné sans délai.

Si pour la période écoulée depuis le dernier essai, un nouvel essai démontre :

a) que l'appareil autre qu'un densimètre ou un calorimètre enregistreur donne une erreur de lecture de plus de 2% sur un relevé correspondant au débit horaire moyen de la période écoulée depuis le dernier essai;

b) que le densimètre donne une erreur de lecture de plus de 1%;

c) ou que le calorimètre enregistreur donne une erreur de lecture de mégajoules de plus de 0,5%;

les lectures effectuées antérieurement doivent être corrigées en fonction de l'écart constaté pour les ramener à une erreur nulle à l'égard de la période en cause si cette période est clairement connue; mais s'il y a doute ou désaccord entre les parties quant à la période sur laquelle a porté l'erreur, les corrections doivent être faites pour une période couvrant au moins 50% du temps écoulé depuis la dernière vérification, jusqu'à concurrence de seize (16) jours.

Nonobstant ce qui précède, si les parties s'entendent sur la date à laquelle l'erreur est survenue, les volumes mesurés de façon inexacte doivent être corrigés même si l'erreur découverte est inférieure aux pourcentages indiqués en a), b) ou c) ci-dessus.

4.6 Correction des erreurs de mesure - défaillance des compteurs

En cas de panne ou de dérèglement d'un compteur, le volume de gaz livré est déterminé selon la méthode la plus équitable, notamment mais sans limitation :

a) en effectuant les calculs mathématiques et les comparaisons fondés sur le ratio de capacité existant par rapport à un autre compteur en parallèle;

b) en retenant les indications relevées sur un équipement de mesure de contrôle;

c) ou en comparant les indications quant aux volumes livrés dans des conditions semblables, lorsque le compteur donnait des lectures justes.

4.7 Conservation des relevés

Les parties doivent conserver pendant au moins six (6) ans toutes les données de relevés, graphiques et autres documents semblables en leur possession. Les microfilms sont réputés avoir la même valeur que les originaux.

5. FACTURATION

5.1 Date de facturation mensuelle

La Compagnie transmet une facture à l'abonné au plus tard le dix (10) du mois, relativement à tout le service assuré au cours du mois précédent.

6. PAIEMENTS

6.1 Date du paiement mensuel

L'abonné doit verser à la Compagnie, au plus tard le vingt (20) du mois, le paiement de sa facture mensuelle.

6.2 Recours en cas de défaut de paiement

Si l'abonné n'acquitte pas entièrement à l'échéance la facture qui lui est remise, la Compagnie peut percevoir sur le solde impayé un intérêt égal au taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada à l'échéance, majoré de 1%; cet intérêt est exigible à la date du paiement. Si la facture reste impayée plus de trente (30) jours après l'échéance, la Compagnie peut interrompre le service jusqu'à son règlement, mais l'abonné doit continuer d'effectuer les paiements des frais de réservation et de souscription jusqu'à la date d'expiration du contrat.

Toutefois, si l'abonné conteste de bonne foi toute ou partie de la facture et verse la somme qu'il estime juste et s'il produit ensuite, dans les vingt (20) jours de la demande qui lui en est faite par la Compagnie, une caution que cette dernière juge suffisante, garantissant le paiement du montant sur lequel il est finalement statué comme étant dû, soit par entente entre les parties, par jugement du tribunal ou par décision arbitrale, selon le cas, la Compagnie ne peut interrompre son service par suite de ce défaut de paiement, à moins qu'il n'ait été dérogé aux conditions de la caution.

6.3 Ajustements en cas de paiement excessif ou insuffisant ou d'erreur de facturation

Si l'on découvre une imputation excessive ou insuffisante, sous quelque forme que ce soit, alors que l'abonné a effectivement acquitté les factures comportant ces imputations excessives ou insuffisantes, la Compagnie doit, dans les trente (30) jours suivant la date à laquelle l'imputation réelle a été établie, rembourser l'excédent de facturation accompagné d'un intérêt égal au taux préférentiel de la Banque Nationale du Canada à compter de la date de l'imputation excessive jusqu'à la date de remboursement, majoré de 1%, et l'abonné doit verser le montant de toute insuffisance, mais sans

intérêt. Advenant qu'une erreur soit découverte dans le montant facturé par la Compagnie, cette erreur doit être corrigée dans les trente (30) jours suivant la date à laquelle l'imputation correcte a été établie, pourvu qu'une réclamation à cette fin ait été soumise dans les soixante (60) jours de la découverte de cette erreur, sans toutefois dépasser les douze (12) mois suivant la date du paiement.

6.4 Retard dans la facturation

Si la Compagnie remet sa facture après le dix (10) du mois, le délai de paiement est prolongé en conséquence, à moins que l'abonné ne soit responsable de ce retard.

7. CONSERVATION DES DROITS QUANT À TOUT DÉFAUT FUTUR

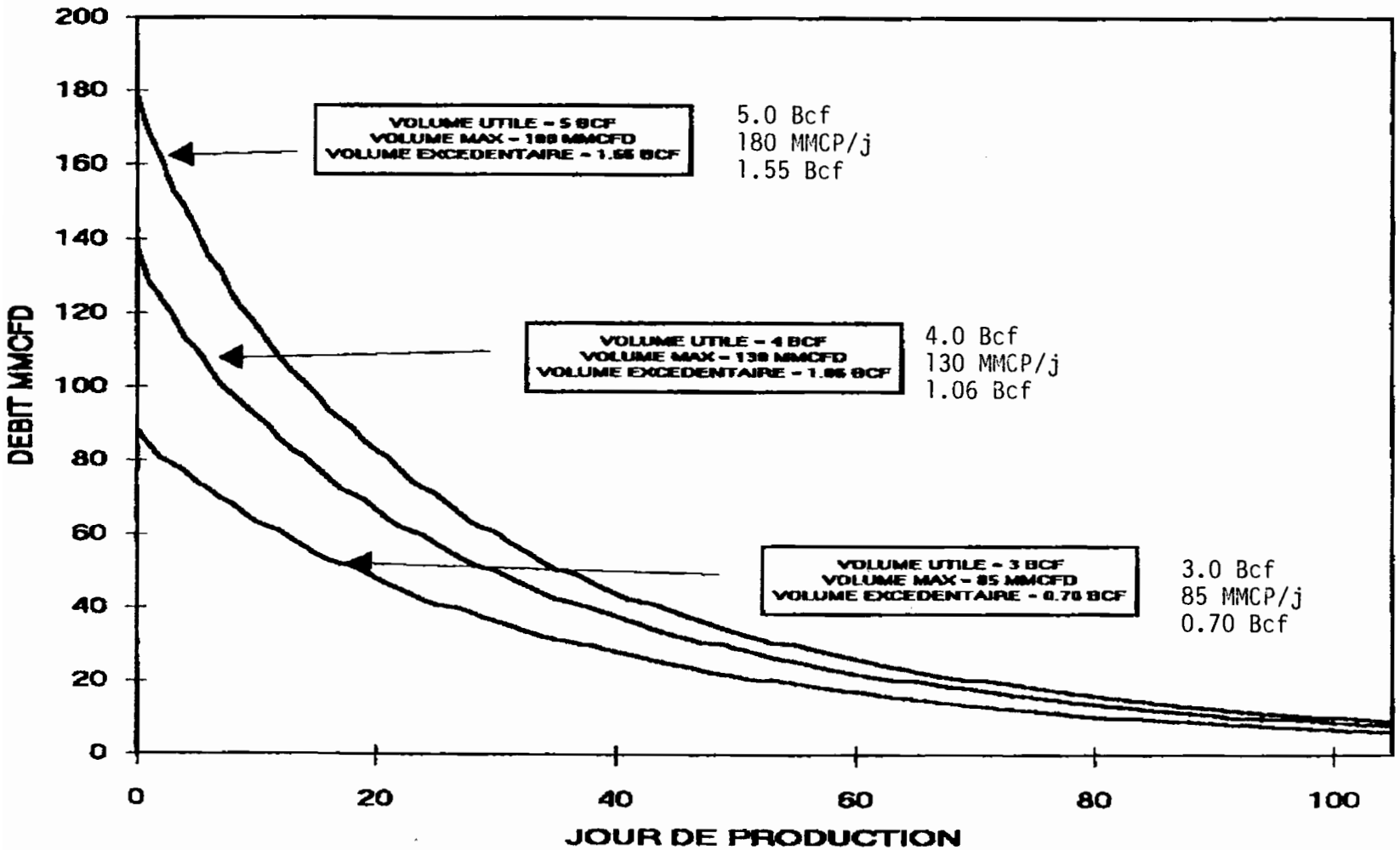
Aucune renonciation par l'une ou l'autre des parties à tout défaut de l'autre partie dans l'exécution de toute disposition d'un contrat d'emmagasinage de gaz ne peut avoir pour effet de constituer une renonciation à tout défaut continu ou futur, de nature identique ou différente.

8. LOI, RÉGLEMENTATION ET ORDONNANCES

Les droits et obligations des parties liées par un contrat d'emmagasinage sont sujets à toutes lois valides présentes et futures, aux règlements de toute autorité compétente ayant juridiction présentement ou dans le futur.

ANNEXE B

PREVISIONS DE PRODUCTION POUR ST-FLAVIEN



RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : (i) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, pages 7, 8 et 30;
(ii) Dossier R-3754-2011, pièce B-0004, Gaz Métro-1, document 1, pages 5 à 8.

Préambule :

Utilisation des sites d'emmagasinage de Pointe-du-Lac et de St-Flavien et utilisation d'une année témoin correspondant à l'exercice financier d'Intragaz.

Question :

25.1 Veuillez justifier le choix d'une année témoin correspondant à l'exercice financier d'Intragaz, soit la période du 1er janvier au 31 décembre, alors que les périodes des activités d'emmagasinage aux sites de Pointe-du-Lac et de St-Flavien s'échelonnent plutôt de novembre à mars et d'avril à octobre.

Réponse :

Depuis 1999, l'année financière d'Intragaz est l'année civile qui chevauche effectivement deux cycles de stockage. Cette façon de procéder n'a jamais entraîné de problématique.

Intragaz croit qu'il serait laborieux et inefficace que l'année témoin soit différente de l'année financière. Il faudrait constamment procéder à des conciliations et des ajustements afin d'apparier l'année témoin à l'exercice financier. Par conséquent, Intragaz est d'avis qu'il est essentiel que l'année témoin corresponde à l'exercice financier.

Question :

25.2 Est-ce qu'Intragaz a envisagé la possibilité d'une année tarifaire décalée par rapport à l'année témoin, par exemple une année tarifaire débutant le 1er novembre ou le 1er avril et une année témoin débutant le 1er janvier. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Non parce nous ne faisions pas de distinction entre année témoin et année tarifaire. Nous ne sommes pas certains de bien comprendre comment ceci fonctionnerait et par conséquent quels seraient les avantages et désavantages.

Une telle approche impliquerait au minimum qu'une année témoin aurait des tarifs différents pendant l'année, ce qui de prime abord semble être une source additionnelle de complexité.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, pages 10 et 26.

Préambule :

Page 10 :
« Même si les origines des sites d'emmagasinage d'Intragaz remontent à une vingtaine d'années, plus de 51 M$ de ses investissements ont été réalisés entre 2002 et 2005. Depuis 2006, les sites ont atteint une certaine maturité et les investissements annuels sont maintenant à un niveau beaucoup plus modeste et visent le maintien de l'intégrité et de la performance des sites plutôt que l'accroissement de la capacité d'entreposage. »

Page 24 :
« Comme mentionné précédemment, Intragaz n'a pas réalisé de travaux visant l'ajout de capacité d'emmagasinage depuis 2006. »

Question :

26.1 Veuillez ventiler les investissements par site d'emmagasinage et par projet, le cas échéant, pour la période 2002 à 2005.

Réponse :

Les investissements effectués pour chacun des sites sont ventilés par année et par site dans les tableaux aux pages suivantes pour les années 2002 à 2005. De plus, l'objectif de chacun des investissements est indiqué.

Tableau 1

DÉTAILS DES INVESTISSEMENTS DE L'ANNÉE 2002

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
2		**Pointe-du-Lac**	**Saint-Flavien**	**TOTAL**	**Objectifs**
3	Porte C-3/C-4 pour inventaire	5 437 $			sécurité
4	Modification de clapet C-3/C-4	2 167 $			optimisation
5	Brûleur déshydrateur	40 368 $			fiabilité
6	Oxydateur	133 573 $			environnement
7	Ingénierie préliminaire compresseur C-1 à PDL	28 250 $			actif radié
8	Analyseur d'humidité du gaz	46 087 $			exigences contrat
9	Souffleuse à neige	2 300 $			sécurité
10	Installation Wonderware	34 197 $			maintien
11	Nouvelle installation téléphonique	6 932 $			maintien
12	Divers - Informatique et électronique	6 363 $			sécurité & maintien
13	Augmentation de capacité SF-14 (report de 2001)		190 934 $		ajout de capacité
14	Remplissage méthanol		1 485 $		sécurité
15	Changer réservoir de méthanol au SF-09		16 226 $		sécurité & optimisation
16	Isolation de la tuyauterie		13 275 $		sécurité et maintien
17	Filtration glycol C-1		1 522 $		optimisation
18	Valve électrique ESD station		4 364 $		sécurité
19	Certifier coalesceur F-100 et F-300 à 20 600 kPa		18 666 $		optimisation
20	Modification safety valves		20 394 $		optimisation
21	Totalisateur lubrificateur C-1		1 189 $		optimisation
22	Rallonge réservoir de rétention V-580		1 009 $		optimisation
23	Modification du bouton d'urgence ESD		1 774 $		sécurité
24	Opération en astreinte PDL		7 520 $		sécurité
25	Ingénierie préliminaire compresseur C-2		30 972 $		ajout de capacité
26	Frais reportés SFL (report du projet FIN001) [1]		641 765 $		coût relié à la dette
27	Conduite de transport		8 819 $		maintien
28	Gaz coussin à SFL		938 656 $		ajout de capacité
29	Forage du puits SF-15		5 754 592 $		ajout de capacité
30	Forage du puits SF-16		5 787 384 $		ajout de capacité
31	Forage du puits SF-17 (A et B)		3 262 451 $		ajout de capacité
32	Retraitement sismique 3D		21 255 $		ajout de capacité
33	**Sous-total acquisitions**	**305 674 $**	**16 724 252 $**	**17 029 926 $**	
34	Disposition frais reportés BTD		-168 571 $	-168 571 $	
35	Radiation solde à payer (projet SFL-10 de 2000) [1]		-4 206 $	-4 206 $	
36	**TOTAL 2002**	**305 674 $**	**16 551 476 $**	**16 857 150 $**	

[1] Ces montants sont exclus des investissements du tableau de la réponse à la question 1.1 de la FCEI

Note : Ces données ont été extraites de documents de gestion qui peuvent différer légèrement des données comptables.

Tableau 2

1		DÉTAILS DES INVESTISSEMENTS DE L'ANNÉE 2003			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
2		**Pointe-du-Lac**	**Saint-Flavien**	**TOTAL**	**Objectifs**
3	Système d'alarme (panneau, module 4 relais, extension 8 zones)	1 000 $			sécurité
4	Modernisation système de détection d'incendie	65 704 $			sécurité
5	Manomètre différentiel 4.5"	1 230 $			sécurité
6	Ingénierie préliminaire compresseur C-1	41 067 $			actif radié
7	Niveau du glycol C-1		2 351 $		sécurité
8	Détecteur de gaz naturel		8 986 $		sécurité
9	Remplacement d'un camion		34 152 $		remplacement
10	Achat véhicule tout-terrain		5 458 $		optimisation
11	Achat motoneige		2 800 $		optimisation
12	Ingénierie préliminaire compresseur C-2		18 036 $		ajout de capacité
13	Gaz coussin		2 305 870 $		ajout de capacité
14	Forage du puits SF-16		28 397 $		ajout de capacité
15	Forage du puits SF-17 (A et B)		4 711 571 $		ajout de capacité
16	Forage du puits SF-18		10 483 364 $		ajout de capacité
17	Forage du puits SF-19		287 626 $		ajout de capacité
18	Analyses de chemostratigraphies		14 759 $		ajout de capacité
19	Étude de lames minces		27 749 $		ajout de capacité
20	Divers outillage		4 210 $		outillage
21	Divers Informatique & électronique	5829	5 082 $		sécurité & maintien
22	**Sous-total acquisitions**	**114 830 $**	**17 940 413 $**	**18 055 243 $**	
23	Modification au contrat de crédit-bail pour système téléphonique	-2 737 $		-2 737 $	
24	Perte sur disposition lors d'échange de véhicule		-1 558 $	-1 558 $	
25	**TOTAL 2003**	**112 093 $**	**17 938 855 $**	**18 050 948 $**	

Note : Ces données ont été extraites de documents de gestion qui peuvent différer légèrement des données comptables.

Tableau 3

DÉTAILS DES INVESTISSEMENTS DE L'ANNÉE 2004

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
		Pointe-du-Lac	**Saint-Flavien**	**TOTAL**	**Objectifs**
	Modification du système de réinjection d'eau	44 192 $			sécurité
	Révision du système ESD station	7 214 $			sécurité
	Modification mécanique	6 714 $			fiabilité
	Modification bouilloire	48 160 $			fiabilité
	Automatisation globale	141 403 $			optimisation
	Remplacement de 3 vannes de puits et ajout d'actuateur	14 648 $			sécurité
	Divers informatique & électronique	3 592 $			sécurité & maintien
	Optimisation des programmes (Bristol)		24 583 $		maintien
	Purge automatique au coalesceur F-100		8 464 $		optimisation
	Modification vanne de procédé		25 870 $		optimisation
	Mesurage global avec ultrason		118 470 $		exigence contrat
	Modification évent station		62 757 $		sécurité
	Installation d'un palan pneumatique 5 tonnes		3 480 $		sécurité
	Modification du serpentin dans la colonne de distillation		9 817 $		maintien
	Système de contrôle et d'alarme et gache électronique		3 029 $		sécurité
	Automatisation globale		24 516 $		optimisation & sécurité
	Ajout du compresseur C-2		60 628 $		ajout de capacité
	Conduite de transport		250 000 $		maintien
	Forage du puits SF-17 (A et B)		88 226 $		ajout de capacité
	Forage du puits SF-18		2 118 840 $		ajout de capacité
	Forage du puits SF-19		8 698 586 $		ajout de capacité
	Gaz coussin		-330 977 $		ajout de capacité
	Divers outillage		4 256 $		outillage
	Sous-total acquisitions	**265 922 $**	**11 170 544 $**	**11 436 466 $**	
	Disposition de pièces de rechange	-9 434 $		-9 434 $	
	Réévaluation de la valeur du C-2	-443 193 $		-443 193 $	
	TOTAL 2004	**-186 705 $**	**11 170 544 $**	**10 983 839 $**	

Note : Ces données ont été extraites de documents de gestion qui peuvent différer légèrement des données comptables.

Tableau 4

1		**DÉTAILS DES INVESTISSEMENTS DE L'ANNÉE 2005**			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
2		**Pointe-du-Lac**	**Saint-Flavien**	**TOTAL**	**Objectifs**
3	Modification climatisation télémétrie	5 950 $			sécurité & fiabilité
4	Ajout d'un ventilateur pour le déshydrateur	5 185 $			fiabilité
5	Détecteur de gaz naturel	2 356 $			sécurité
6	Armoire matériel inflammable	1 300 $			sécurité
7	Remplacement d'un camion	35 722 $			remplacement
8	Panneau hydraulique 1600 livres	3 895 $			sécurité
9	Automatisation globale (reporté de 2004)	10 725 $			optimisation
10	Nettoyage des puits	3 865 $			fiabilité & maintien
11	Modification des vannes de puits	65 731 $			sécurité
12	Mise à jour des licences (système de contrôle)	13 595 $			maintien
13	Automatisation (boucles de contrôle)		8 551 $		optimisation
14	Automatisation globale (reporté de 2004)		21 957 $		optimisation
15	Outillage		12 305 $		maintien
16	Mise à jour des licences (système de contrôle)		13 154 $		maintien
17	Remplacement d'un camion		33 929 $		remplacement
18	Ajout du compresseur C-2		5 931 787 $		ajout de capacité
19	Recomplétion des puits #1, 3, 15		2 389 895 $		maintien
20	Forage du puits SF-18 (reporté de 2004)		-3 726 $		ajout de capacité
21	Forage du puits SF-19 (reporté de 2004)		223 632 $		ajout de capacité
22	Sismique 3D à SFL		835 549 $		ajout de capacité
23	Divers informatique & électronique		12 678 $		sécurité et maintien
24	**Sous-total acquisitions**	**148 324 $**	**9 479 710 $**	**9 628 035 $**	
25	Perte sur disposition lors d'échange de véhicule		-895 $	-895 $	
26	Réévaluation de la valeur du compresseur C-2	-9 614 $		-9 614 $	
27	**TOTAL 2005**	**138 711 $**	**9 478 815 $**	**9 617 526 $**	

Note : Ces données ont été extraites de documents de gestion qui peuvent différer légèrement des données comptables.

Question :

26.2 Veuillez expliquer les objectifs de ces projets d'investissements.

Réponse :

Les objectifs de chacune des dépenses sont indiqués dans les tableaux fournis en réponse à la question 26.1.

Question :

26.3 Veuillez indiquer si les objectifs et le budget pour chaque projet d'investissements ont été rencontrés. Sinon expliquer.

Réponse :

Le préambule de cette question fait référence à la page 10 de la preuve d'Intragaz (Intragaz-1, Document 1) où il est noté que « plus de 51 M$ de ses investissements ont été réalisés entre 2002 et 2005. » Lors de la préparation des réponses aux demandes de renseignements, nous avons réalisé que ces investissements étaient plutôt de l'ordre de 55 M$.

De plus, la présente réponse doit être lue en corrélation avec nos réponses aux questions 1.1 et 2.1 de FCEI. Ces questions couvrent un horizon plus grand (1997-2010) que la présente question. La grande majorité des investissements de 118 M $ effectués durant cet horizon découle du développement du site de Saint-Flavien. Nous vous référons donc à nos réponses aux questions 1.1 et 2.1 de la FCEI pour saisir le contexte de notre réponse.

Afin de pouvoir répondre adéquatement à la présente question il faut pratiquement isoler les puits des autres investissements. En effet, le forage de puits est de nature particulière qui comporte des risques biens particuliers (voir Intragaz-1, Document 1, page 9, lignes 12 à 25):

1) Même avec toute la planification et les précautions possibles, telles la sismique et les études géologiques, il y a toujours un risque important que le forage d'un puits ne donne pas les résultats escomptés. Par exemple, est-ce que le réservoir est exactement où nous croyons, est-il de l'épaisseur anticipée, possède-t-il les caractéristiques (porosité, perméabilité, etc.) souhaitées, etc. À cet égard, les forages comprennent toujours un aspect exploratoire qui contribue à enrichir les connaissances. Vous constaterez à la lecture des analyses de rentabilité déposées en réponse à la question 2.1 de la FCEI que l'incertitude entourant les résultats de forages a été tenue en compte par le biais d'une analyse de probabilité.

2) Est-ce que l'opération de forage se déroulera tel que prévu. Toute situation imprévue rencontrée lors d'un forage exigera des ressources supplémentaires et/ou entrainera des délais couteux. En effet les coûts de forage à Saint-Flavien s'élevaient autour de

60 000 à 120 000 $ par jour. Donc à peine quelques jours de retard peuvent entrainer des écarts importants.

Maintenant pour répondre à la question : la plupart des projets autres que les forages ont donné les résultats escomptés tant au niveau des objectifs que du budget. Au niveau des puits, les objectifs exprimés en volume utile ont été dépassés par 13,3% alors que les coûts ont engendrés des écarts de 34,9% (47 M $ contre 34,8 M $).

Étant donné leurs coûts élevés, les forages font l'objet d'un suivi horaire quant à la poursuite du forage dans la zone en gaz afin de bénéficier du meilleur retour sur investissement possible. C'est pour cette raison que selon les venues de gaz mesurées et les indices géologiques favorables, la plupart des puits ont été continués au-delà des budgets pour effectuer des drains latéraux. En fait, une fois la cible originale atteinte, le risque d'échec était nul et la poursuite du forage dans la cible procurait un fort rendement marginal par dollar investi. Cette approche a contribué à améliorer le niveau de performance des puits.

Question :

26.4 Veuillez justifier les investissements d'ajout de capacité d'emmagasinage avant 2006 dans le contexte où des alternatives dans le marché, comme Dawn, se développaient depuis 2000.

Réponse :

Il s'agit d'une question assez large, surtout que les marchés gaziers sont en constante évolution, sont d'une grande complexité et dépendent d'investissements importants qui :

i) Requièrent habituellement une longue période de planification et de réalisation, et
ii) Ont une longue durée de vie.

Malgré ces considérations, voici quelques éléments de réponse :

1) Le développement de stockage au Québec résulte en grande partie d'une volonté politique de développer nos ressources naturelles (voir D-89-21, page 8). Cette volonté découlait des avantages stratégiques de développer le stockage en franchise (Dossier R-3261-93, Décision D-94-06, page 11, Conclusions de la Régie).

2) Le développement d'un site de stockage s'effectue sur plusieurs années et en plusieurs phases.

3) Les investissements d'Intragaz dans le développement de ses sites sont conformes aux projets qui ont été présentés à la Régie. En d'autres mots, les investissements effectués par Intragaz au fil des ans visaient à atteindre les capacités prévues aux projets initiaux, et non à les dépasser.

4) La question semble faire fi de l'approche portefeuille qui est la norme en matière d'approvisionnement gazier. Selon l'approche portefeuille, l'accroissement de l'offre

de certains outils n'implique pas nécessairement qu'il y aura substitution d'autres outils. En effet, « Gaz Métro minimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils : des capacités de transport depuis l'Alberta, du stockage en franchise et hors franchise, des échanges de molécules d'une période à l'autre, des achats de molécule directement à Dawn, du service de pointe et des livraisons en franchise. » (R-3690-2009, Gaz Métro-4, Document 1, page 30, lignes 19 à 22). La Régie a reconnu par le passé le fait que chaque élément d'un portefeuille a ses propres caractéristiques. De plus, la Régie a reconnu que les alternatives à Intragaz ne sont pas réellement équivalentes, puisqu'elles présentent des caractéristiques particulières (D-2002-56, page 13, section 3.2.1). Ce n'est pas surprenant que la Régie ait reconnu l'importance stratégique du stockage au Québec (R-3161-93, page 11, Conclusion de la Régie).

5) La question fait allusion à une augmentation de l'offre de certains services sans mentionner le corollaire : l'augmentation de la demande. En effet, malgré l'augmentation de la capacité du site de stockage de Union Gas (et d'ailleurs) au fil des ans, Gaz Métro indiquait dans le dossier R-3690-2009 (Gaz Métro -4, Document 1, page 33, lignes 21 à 26) que « le site d'entreposage de Union Gas est pleinement contracté et donc très limité au niveau de nouvelles capacités mises en marché. À cette situation s'ajoute la croissance du développement de la génération électrique qui est prévue en Ontario et qui amplifie de façon considérable la demande des outils d'approvisionnement dans le sud de cette province. Ces éléments ont pour effet de rendre le site d'entreposage de Union Gas très prisé dans le milieu énergétique. »

De l'avis d'Intragaz, le stockage en franchise a joué, continue de jouer et continuera à jouer un rôle important dans le portefeuille d'approvisionnement de Gaz Métro, en complémentarité avec d'autres outils. Voir aussi la réponse à la question 4.3 de la Régie.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1.

Préambule :

Les états financiers d'Intragaz.

Question :

27.1 Veuillez déposer les états financiers d'Intragaz de 2001 à 2010.

Réponse :

Voir états financiers joints.

Intragaz, Société en commandite

États financiers
au 31 décembre 2001

Rapport des vérificateurs	2
États financiers	
Résultats	3
Capital	4
Flux de trésorerie	5
Bilan	6
Notes complémentaires	7 à 13

Comptables agréés
Société en nom collectif
Membre du réseau
Grant Thornton International

Raymond Chabot Grant Thornton

Rapport des vérificateurs

Aux associés de
Intragaz, Société en commandite

Nous avons vérifié le bilan de la société Intragaz, Société en commandite au 31 décembre 2001 et les états des résultats, du capital et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société au 31 décembre 2001, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Raymond Chabot Grant Thornton

Comptables agréés

Lévis
Le 1er février 2002

5790, boul. Étienne-Dallaire
Bureau 201
Lévis (Québec) G6V 8V6
Téléphone : (418) 835-3965
Télécopieur : (418) 835-3975
Internet : www.rcgt.com

Intragaz, Société en commandite
Résultats
de l'exercice terminé le 31 décembre 2001

	2001	2000
	$	$
Chiffre d'affaires (note 3)	**16 256 714**	14 687 496
Frais directs	**2 225 039**	2 626 606
Bénéfice après frais directs	**14 031 675**	12 060 890
Frais de gestion	**2 926 134**	2 493 328
Intérêts et frais bancaires	**121 269**	113 718
Intérêts sur la dette à long terme	**1 205 112**	1 367 877
Amortissements	**2 079 834**	1 982 968
	6 332 349	5 957 891
Bénéfice net	**7 699 326**	6 102 999

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Capital
de l'exercice terminé le 31 décembre 2001

				2001	2000
				$	$
	Intragaz Inc.	SOQUIP ÉNERGIE INC.	GDF Québec Inc.	Total	Total
	$	$	$	$	$
Solde au début	**4 661**	**33 533 204**	**22 353 916**	**55 891 781**	47 417 246
Apports					3 552 678
Bénéfice net	**860**	**4 619 076**	**3 079 390**	**7 699 326**	6 102 999
	5 521	**38 152 280**	**25 433 306**	**63 591 107**	57 072 923
Retraits	**56**	**299 966**	**199 978**	**500 000**	1 181 142
Solde à la fin	**5 465**	**37 852 314**	**25 233 328**	**63 091 107**	55 891 781

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Flux de trésorerie
de l'exercice terminé le 31 décembre 2001

	2001	2000
	$	$
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	**7 699 326**	6 102 999
Éléments hors caisse		
Amortissements	**2 079 834**	1 982 968
	9 779 160	8 085 967
Variations d'éléments du fonds de roulement (note 4)	**(1 430 653)**	1 704 098
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**8 348 507**	9 790 065
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Avances à une société sous contrôle commun	**(500 000)**	
Immobilisations	**(3 454 575)**	(8 589 931)
Billets à recevoir des associés		328 288
Frais reportés		(26 113)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(3 954 575)**	(8 287 756)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Emprunts à long terme		2 053 800
Remboursements d'emprunts	**(3 353 400)**	(2 700 000)
Apports des associés		3 552 678
Retraits des associés	**(500 000)**	(1 181 142)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**(3 853 400)**	1 725 336
Augmentation nette des espèces et quasi-espèces	**540 532**	3 227 645
Espèces et quasi-espèces au début	**4 803 230**	1 575 585
Espèces et quasi-espèces à la fin	**5 343 762**	4 803 230
ESPÈCES ET QUASI-ESPÈCES		
Encaisse	**843 762**	156 478
Dépôts à terme	**4 500 000**	4 646 752
	5 343 762	4 803 230

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Bilan
au 31 décembre 2001

	2001	2000
	$	$
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	**843 762**	156 478
Dépôts à terme, 2,2 %, échéant en janvier 2002	**4 500 000**	4 646 752
Débiteurs (note 5)	**1 923 821**	1 506 638
Fournitures d'entretien et de réparations	**498 654**	535 433
Frais payés d'avance	**151 637**	373 553
	7 917 874	7 218 854
Immobilisations (note 6)	**74 090 333**	71 795 997
Frais reportés	**456 433**	498 426
Écart d'acquisition	**2 530 598**	2 617 860
	84 995 238	82 131 137
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs (note 8)	**2 003 731**	2 985 556
Versements sur la dette à long terme	**1 788 800**	4 253 400
	3 792 531	7 238 956
Dette à long terme (note 9)	**18 111 600**	19 000 400
	21 904 131	26 239 356
AVOIR DES ASSOCIÉS		
Capital	**63 091 107**	55 891 781
	84 995 238	82 131 137

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Approuvé,

Intragaz Inc.

SOQUIP ÉNERGIE INC.

GDF Québec Inc.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2001

1 - NATURE DES ACTIVITÉS

La société en commandite a pour objet d'exploiter deux réservoirs souterrains de gaz naturel pour le compte de son unique client, Société en commandite Gaz Métropolitain (ci-après SCGM), en vertu de deux contrats tel que décrit ci-dessous:

- un contrat de service valide jusqu'en mars 2006 pour les capacités du site de Pointe-du-Lac. Le contrat est présentement en processus d'approbation auprès de la Régie de l'Énergie.

- un contrat de service, pour le site de Saint-Flavien, valide pour une période de 15 ans, à compter de la date de mise en service, soit le 12 avril 1998, et renouvelable selon certaines conditions pour une période additionnelle de 15 ans.

Ces contrats stipulent que les revenus générés par le service d'entreposage sont fonction de trois tarifs reliés au volume utile, à la livraison de pointe ainsi qu'aux volumes soutirés. Les tarifs pour le volume utile et la livraison de pointe sont fixes et représentent environ 95 % des revenus totaux. De plus, le client s'est engagé à acquérir une certaine capacité additionnelle développée en ce qui a trait au volume utile et possède un droit de premier refus sur d'éventuelles capacités additionnelles en livraison de pointe et de volume utile.

La société possède des droits miniers pour développer et exploiter des gisements souterrains d'entreposage de gaz naturel en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick.

Les associés sont Intragaz Inc., associé commandité, SOQUIP ÉNERGIE INC., et GDF Québec Inc. La société en commandite sera dissoute au plus tard en 2050.

2 - CONVENTIONS COMPTABLES

États financiers

Les états financiers ne tiennent compte que de l'actif, du passif, des revenus et des dépenses propres à l'exploitation de la société en commandite. L'état des résultats n'inclut ni la rémunération ni les impôts sur le revenu des associés dans la détermination du bénéfice net de la société en commandite.

Estimations comptables

Pour dresser des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la direction de la société doit faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans les états financiers et les notes y afférentes. Ces estimations sont fondées sur la connaissance que la direction possède des événements en cours et sur les mesures que la société pourrait prendre à l'avenir. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations.

Espèces et quasi-espèces

La politique de la société est de présenter dans les espèces et quasi-espèces l'encaisse et les placements temporaires dont le terme est égal ou inférieur à trois mois.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2001

2 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Amortissements

Les immobilisations sont amorties en fonction de leur durée probable d'utilisation selon la méthode de l'amortissement linéaire et les périodes suivantes :

Servitudes, aménagements, réservoir souterrain, conduite de gaz, puits, mécanique et bâtiments	40 ans
Équipements lourds et pièces de rechange disponibles à long terme	20 à 30 ans
Installations électroniques	10 à 20 ans
Matériel roulant, outillage et mobilier	5 à 10 ans
Matériel informatique	5 ans

Les frais reportés sont composés de frais engagés pour le financement à long terme et de frais de constitution. Ils sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 7 à 10 ans pour ce qui est des frais de financement et sur une période de 40 ans pour ce qui est des frais de constitution.

L'écart d'acquisition représente l'excédent du prix payé sur la valeur comptable des immobilisations acquises des associés commanditaires et est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 40 ans.

La direction révise annuellement la valeur de l'écart d'acquisition afin de déterminer l'existence possible d'une moins-value, en comparant sa valeur réelle avec les flux monétaires futurs non actualisés générés par les actifs en cause. De plus, si les facteurs économiques et les circonstances environnantes semblaient indiquer que la baisse de valeur serait permanente, la société constaterait la moins-value dans l'exercice alors en cours.

Swaps de taux d'intérêt

La société utilise les swaps de taux d'intérêt pour gérer le risque lié aux fluctuations de taux. Ces instruments ne sont pas constatés dans les états financiers au moment de la conclusion des contrats.

Les montants déboursés et reçus en vertu des swaps de taux d'intérêt sont comptabilisés dans les intérêts sur la dette à long terme en même temps que les intérêts débiteurs sur la dette sous-jacente.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2001

3 - INFORMATIONS SUR LES RÉSULTATS

	2001	2000
	$	$
Chiffres d'affaires		
Entreposage	**15 661 970**	14 528 146
Intérêts	**192 744**	159 350
Vente de gaz coussin, au net	**402 000**	
	16 256 714	14 687 496

	2001	2000
	$	$
Opérations conclues avec des sociétés apparentées		
Frais de gestion versés à Intragaz Inc.	**2 926 134**	2 493 328

Ces opérations sont mesurées à la valeur d'échange.

4 - INFORMATIONS SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations d'éléments du fonds de roulement se détaillent comme suit :

	2001	2000
	$	$
Comptes clients	**82 817**	(178 040)
Frais payés d'avance	**258 695**	(47 504)
Créditeurs	**(1 772 165)**	1 929 642
	(1 430 653)	1 704 098

Les flux de trésorerie se rapportant aux intérêts des activités d'exploitation se détaillent comme suit:

	2001	2000
	$	$
Intérêts versés	**1 205 112**	1 367 877
Intérêts encaissés	**189 207**	159 328

5 - DÉBITEURS

	2001	2000
	$	$
Comptes courants		
Comptes clients		
Opérations courantes	**1 355 245**	1 488 800
SOQUIP ÉNERGIE INC.	**55 770**	
Avances à Intragaz Inc., sans intérêts	**500 000**	
Autres	**12 806**	17 838
	1 923 821	1 506 638

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2001

6 - IMMOBILISATIONS

	2001		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	**14 066 815**		**14 066 815**
Servitudes et aménagements	**3 619 282**	**522 779**	**3 096 503**
Réservoir souterrain	**7 584 667**	**1 211 688**	**6 372 979**
Conduite de gaz	**9 454 363**	**1 210 334**	**8 244 029**
Puits et mécanique	**30 670 285**	**3 830 481**	**26 839 804**
Bâtiments et aménagements	**3 841 801**	**701 795**	**3 140 006**
Équipements lourds	**11 543 599**	**2 786 896**	**8 756 703**
Installations électroniques	**1 707 319**	**769 894**	**937 425**
Matériel roulant, outillage et mobilier	**480 985**	**298 778**	**182 207**
Matériel informatique	**570 439**	**381 818**	**188 621**
Pièces de rechange disponibles à long terme	**125 065**	**13 554**	**111 511**
	83 664 620	**11 728 017**	**71 936 603**
Projets en cours	**1 403 619**		**1 403 619**
Équipement lourd mis hors de service[(a)]	**750 111**		**750 111**
	85 818 350	**11 728 017**	**74 090 333**

	2000		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrain et gaz coussin	12 211 306		12 211 306
Servitudes et aménagements	3 481 499	433 794	3 047 705
Réservoir souterrain	7 584 667	1 022 072	6 562 595
Conduite de gaz	9 397 945	974 857	8 423 088
Puits et mécanique	29 922 439	3 069 782	26 852 657
Bâtiments et aménagements	3 799 527	606 691	3 192 836
Équipements lourds	11 413 187	2 395 921	9 017 266
Installations électroniques	1 603 460	670 471	932 989
Matériel roulant, outillage et mobilier	462 520	251 509	211 011
Matériel informatique	522 925	315 740	207 185
Système téléphonique acquis en vertu d'un contrat de location-acquisition	27 960	27 216	744
Pièces de rechange disponibles à long terme	125 065	9 385	115 680
	80 552 500	9 777 438	70 775 062
Projets en cours	270 824		270 824
Équipement lourd mis hors de service[(a)]	750 111		750 111
	81 573 435	9 777 438	71 795 997

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2001

6 - IMMOBILISATIONS (suite)

(a) Au cours de l'exercice 1994, la société a mis hors de service un compresseur en raison de dommages matériels. La société a décidé d'en réduire la valeur au montant recouvrable prévisible de la vente du compresseur. Cette immobilisation a donc été réduite d'un montant de 1 679 425 $ qui a été pris en charge dans l'exercice 1994 à titre de réduction de valeur d'un équipement, déduction faite du produit de l'assurance au montant de 213 072 $ et de l'amortissement cumulé y afférent de 251 950 $. À cet effet, la société a intenté une poursuite auprès des fournisseurs pour défaut de conception de ce compresseur et d'un équipement présenté sous la rubrique équipements lourds pour un montant de plus de 5 200 000 $ excluant les intérêts.

7 - EMPRUNT BANCAIRE

L'emprunt bancaire autorisé d'un montant maximal de 4 000 000 $ est garanti par une hypothèque mobilière ouverte sur l'universalité des biens de la société. Il porte intérêt au taux préférentiel et est renégociable annuellement.

8 - CRÉDITEURS

	2001	2000
	$	$
Comptes courants		
Comptes fournisseurs et frais courus		
Opérations courantes	**549 065**	167 230
Pour l'acquisition d'immobilisations	**790 340**	2 372 837
Société sous contrôle commun	**572 115**	346 330
Salaires et charges sociales	**92 211**	99 159
	2 003 731	2 985 556

9 - DETTE À LONG TERME

	Court terme	2001	2000
	$	$	$
Emprunts à terme, garantis par une hypothèque ouverte sur l'universalité des biens présents et futurs du site de St-Flavien et du site de Pointe-du-Lac, taux du marché monétaire plus des frais d'estampillage de 0,45 %. Investissement Québec garantit jusqu'à 70 % de la perte que pourrait encourir l'institution financière moyennant une rémunération annuelle de 0,5 % du solde du crédit (a)	**1 788 800**	**19 900 400**	20 453 800
Emprunts à terme, remboursés au cours de l'exercice			2 800 000
		19 900 400	23 253 800
Versements exigibles à court terme	**1 788 800**	**1 788 800**	4 253 400
		18 111 600	19 000 400

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2001

9 - DETTE À LONG TERME (suite)

Afin de se prémunir contre les fluctuations des taux d'intérêt, la société a conclu des contrats à terme de taux d'intérêt portant sur un montant total notionnel de 16 800 000 $ échéant entre juin 2002 et 2006 en vertu desquels, la société s'est engagée à payer des intérêts au taux fixe de 5,45 % et 5,95 % alors qu'elle reçoit des intérêts à taux variable. La juste valeur de ces swaps est de 699 835 $ en faveur de la banque (21 724 $ en faveur d'Intragaz en 2000).

En vertu des conventions, les versements sur la dette à long terme au cours des cinq prochains exercices s'élèvent à 1 788 800 $ en 2002, 2 012 400 $ en 2003, 2 236 000 $ en 2004, 2 459 600 $ en 2005 et 2 683 200 $ en 2006.

[a] La société peut emprunter en vertu d'une convention de crédit un montant total de 24 360 000 $. Cette convention de crédit est constituée d'un crédit de construction d'un montant maximal de 22 360 000 $, convertible en un crédit rotatif à terme.

En vertu de cette convention de crédit, la société a convenu qu'elle financera les acquisitions d'immobilisations subséquentes au 1er juillet 1997 par l'émission de parts et d'emprunts provenant du crédit rotatif à terme à raison de 25 % et 75 % respectivement du coût de ces acquisitions.

Les montants maximums autorisé pour la durée restante de la convention de crédit relative au crédit rotatif à terme sont les suivants:

- Au 30 septembre 2002 : 81 % du montant original;
- Au 30 septembre 2003 : 72 % du montant original;
- Au 30 septembre 2004 : 62 % du montant original;
- Au 30 septembre 2005 : 51 % du montant original;
- Au 30 septembre 2006 : 39 % du montant original;
- Au 30 septembre 2007 : le solde du crédit rotatif à terme doit être à zéro.

La société devra également respecter certains ratios financiers et certaines sûretés négatives. Au 31 décembre 2001, la société respecte ces ratios financiers et ces sûretés négatives.

10 - AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société participe à un REER collectif garantissant le paiement d'une contribution égale à la contribution de base de l'employé jusqu'à un maximum de 5 % du salaire annuel brut. La charge nette de la société au titre de ce REER collectif s'élève à 34 643 $ (31 190 $ en 2000).

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2001

11 - ENGAGEMENTS

La société s'est engagée auprès de fournisseurs à acheter du gaz naturel qui servira de gaz coussin au cours de l'exploitation du réservoir pour des quantités et à des prix fixés à l'avance, soit 342 078 GJ (0,32 bcf) à un prix moyen de 4.95 $/GJ pour la période du 1er avril 2002 au 31 octobre 2002.

La société s'est engagée auprès du ministère des Ressources naturelles pour une période de 20 ans jusqu'au 14 décembre 2017 à payer un loyer annuel établi selon le volume retiré afin d'obtenir le droit d'exploiter le réservoir souterrain de St-Flavien.

La société s'est engagée auprès du ministère des Ressources naturelles d'après un bail d'exploitation échéant le 30 juin 2010 à verser une somme de 101 150 $ pour le droit d'exploiter le réservoir souterrain de Pointe-du-Lac. Les paiements minimums exigibles pour les cinq prochains exercices s'élèvent à 11 900 $ par année.

12 - ÉVENTUALITÉ

Aux fins de la Loi sur les mines, une lettre de garantie irrévocable d'un montant de 150 000 $ a été émise à l'intention du ministère des Ressources naturelles.

Intragaz, Société en commandite

États financiers
au 31 décembre 2002

Rapport des vérificateurs	2
États financiers	
Résultats	3
Capital	4
Flux de trésorerie	5
Bilan	6
Notes complémentaires	7 à 13

Comptables agréés
Société en nom collectif
Membre du réseau
Grant Thornton International

Raymond Chabot Grant Thornton

Rapport des vérificateurs

Aux associés de
Intragaz, Société en commandite

Nous avons vérifié le bilan de la société Intragaz, Société en commandite au 31 décembre 2002 et les états des résultats, du capital et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société au 31 décembre 2002, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Raymond Chabot Grant Thornton

Comptables agréés

Québec
Le 27 janvier 2003

140, Grande Allée Est
Bureau 200
Québec (Québec) G1R 5P7
Téléphone: (418) 647-3151
Télécopieur: (418) 647-5939

5790, boul. Étienne-Dallaire
Bureau 103
Lévis (Québec) G6V 6V8
Téléphone: (418) 835-3965
Télécopieur: (418) 835-3975

Intragaz, Société en commandite
Résultats
de l'exercice terminé le 31 décembre 2002

	2002	2001
	$	$
Chiffre d'affaires (note 4)	14 702 154	16 256 714
Frais directs	2 432 205	2 225 039
Bénéfice après frais directs	12 269 949	14 031 675
Frais de gestion	1 830 832	2 926 134
Intérêts et frais bancaires	136 752	121 269
Intérêts sur la dette à long terme	1 184 048	1 205 112
Perte sur le règlement des swaps	755 300	
Perte sur la radiation de frais de financement reportés	168 571	
Amortissements	2 163 516	2 079 834
	6 239 019	6 332 349
Bénéfice net	6 030 930	7 699 326

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Capital
de l'exercice terminé le 31 décembre 2002

	Intragaz Inc.	SOQUIP ÉNERGIE INC.	GDF Québec Inc.	Intragaz Holding, s.e.c.	2002 Total	2001 Total
	$	$	$		$	$
Solde au début	5 465	37 852 314	25 233 328		63 091 107	55 891 781
Transfert de parts		(24 734 184)	(24 734 184)	49 468 368		
Bénéfice net	673	1 206 046		4 824 211	6 030 930	7 699 326
	6 138	14 324 176	499 144	54 292 579	69 122 037	63 591 107
Retraits	207	868 716	499 144	480 000	1 848 067	500 000
Solde à la fin	5 931	13 455 460		53 812 579	67 273 970	63 091 107

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Flux de trésorerie
de l'exercice terminé le 31 décembre 2002

	2002	2001
	$	$
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	6 030 930	7 699 326
Éléments hors caisse		
Perte sur la radiation de frais de financement reportés	168 571	
Amortissements	2 163 516	2 079 834
	8 363 017	9 779 160
Variations d'éléments du fonds de roulement (note 5)	(400 054)	(1 430 653)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	7 962 963	8 348 507
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Avances à l'associé commandité	500 000	(500 000)
Immobilisations	(12 760 032)	(3 454 575)
Frais reportés	(645 094)	
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(12 905 126)	(3 954 575)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Emprunts à long terme	23 006 932	
Remboursements d'emprunts	(19 900 851)	(3 353 400)
Retraits des associés	(1 848 067)	(500 000)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	1 258 014	(3 853 400)
Augmentation (diminution) nette des espèces et quasi-espèces	(3 684 149)	540 532
Espèces et quasi-espèces au début	5 343 762	4 803 230
Espèces et quasi-espèces à la fin	1 659 613	5 343 762
ESPÈCES ET QUASI-ESPÈCES		
Encaisse	309 613	843 762
Dépôts à terme	1 350 000	4 500 000
	1 659 613	5 343 762

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Bilan
au 31 décembre 2002

	2002	2001
	$	$
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	**309 613**	843 762
Dépôts à terme, 2,70 % à 2,81 %, échéant à différentes dates jusqu'en mars 2003	**1 350 000**	4 500 000
Débiteurs (note 6)	**1 570 235**	1 923 821
Fournitures d'entretien et de réparations	**459 513**	498 654
Frais payés d'avance	**219 084**	151 637
	3 908 445	7 917 874
Immobilisations (note 7)	**88 366 798**	74 090 333
Frais reportés	**873 602**	456 433
Écart d'acquisition	**2 530 598**	2 530 598
	95 679 443	84 995 238
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs (note 8)	**5 398 992**	2 003 731
Versements sur la dette à long terme	**1 165**	1 788 800
	5 400 157	3 792 531
Dette à long terme (note 9)	**23 005 316**	18 111 600
	28 405 473	21 904 131
AVOIR DES ASSOCIÉS		
Capital	**67 273 970**	63 091 107
	95 679 443	84 995 238

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Approuvé,

Intragaz Inc.

SOQUIP ÉNERGIE INC.

GDF Québec Inc.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2002

1 - NATURE DES ACTIVITÉS

La société en commandite, constituée en vertu des Lois de la province de Québec, a pour objet d'exploiter deux réservoirs souterrains de gaz naturel pour le compte de son unique client, Société en commandite Gaz Métropolitain (ci-après SCGM), en vertu de deux contrats tel que décrit ci-dessous:

- un contrat de service valide jusqu'en mars 2006 pour les capacités du site de Pointe-du-Lac.

- un contrat de service, pour le site de Saint-Flavien, valide pour une période de 15 ans, à compter de la date de mise en service, soit le 12 avril 1998, et renouvelable selon certaines conditions pour une période additionnelle de 15 ans.

Ces contrats stipulent que les revenus générés par le service d'entreposage sont fonction de trois tarifs reliés au volume utile, à la livraison de pointe ainsi qu'aux volumes soutirés. Les tarifs pour le volume utile et la livraison de pointe sont fixes et représentent environ 95 % des revenus totaux. De plus, le client s'est engagé à acquérir une certaine capacité additionnelle développée en ce qui a trait au volume utile et possède un droit de premier refus sur d'éventuelles capacités additionnelles en livraison de pointe et de volume utile.

Les associés sont Intragaz Inc., associé commandité, SOQUIP ÉNERGIE INC., et Intragaz Holding, société en commandite. La société en commandite sera dissoute au plus tard en 2050.

2 - MODIFICATION COMPTABLE

Au cours de l'exercice, la société a adopté les nouvelles recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés relativement aux écarts d'acquisition et autres actifs incorporels. Selon les nouvelles recommandations, les écarts d'acquisition et les autres actifs incorporels ayant une durée de vie tenue pour indéfinie ne sont plus amortis et sont soumis à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment s'il survient des événements ou des situations qui indiquent une dépréciation possible. Au moment de l'adoption de ces recommandations, la société a effectué un test de dépréciation transitoire de l'écart d'acquisition et des frais de constitution en date du 1er janvier 2002. Cette modification comptable n'a pas eu d'effet significatif sur les états financiers.

3 - CONVENTIONS COMPTABLES

États financiers

Les états financiers ne tiennent compte que de l'actif, du passif, des revenus et des dépenses propres à l'exploitation de la société en commandite. L'état des résultats n'inclut ni la rémunération ni les impôts sur le revenu des associés dans la détermination du bénéfice net de la société en commandite.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2002

3 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Estimations comptables

Pour dresser des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la direction de la société doit faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans les états financiers et les notes y afférentes. Ces estimations sont fondées sur la connaissance que la direction possède des événements en cours et sur les mesures que la société pourrait prendre à l'avenir. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations.

Espèces et quasi-espèces

La politique de la société est de présenter dans les espèces et quasi-espèces l'encaisse et les placements temporaires dont le terme est égal ou inférieur à trois mois.

Amortissements

Les immobilisations sont amorties en fonction de leur durée probable d'utilisation selon la méthode de l'amortissement linéaire et les périodes suivantes :

Servitudes, aménagements, réservoir souterrain, conduite de gaz, puits, mécanique et bâtiments	40 ans
Équipements lourds et pièces de rechange disponibles à long terme	20 à 30 ans
Installations électroniques	10 à 20 ans
Matériel roulant, outillage et mobilier	5 à 10 ans
Équipement informatique	5 ans

Projets en cours

Les projets en cours, constitués de frais d'aménagement de réservoirs souterrains de gaz naturel, feront l'objet d'un amortissement lors de leur mise en service.

Frais reportés

Les frais reportés sont constitués de frais engagés pour le financement à long terme et de frais de constitution.

Les frais de financement reportés sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 127 mois, soit la durée restante du contrat de service déterminant la capacité d'emprunt.

Les frais de constitution sont considérés comme des actifs incorporels à durée indéfinie. Par conséquent, ces actifs incorporels ne sont pas amortis. Ils sont soumis à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'ils ont subi une dépréciation. Le test de dépréciation consiste en une comparaison de la juste valeur des actifs incorporels avec leur valeur comptable. Lorsque la valeur comptable excède la juste valeur, une perte de valeur est constaté pour un montant égal à l'excédent.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2002

3 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition d'entreprises sur le montant net des valeurs attribuées aux éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge. L'écart d'acquisition n'est pas amorti. Il est soumi à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il a subi une dépréciation. Le test de dépréciation consiste en une comparaison de la juste valeur des unités d'exploitation de la société avec leur valeur comptable. Lorsque la valeur comptable d'une unité d'exploitation excède sa juste valeur, une perte de valeur est constatée pour un montant égal à l'excédent. La juste valeur d'une unité d'exploitation est calculée en fonction d'évaluations ou des flux de trésorerie actualisés.

4 - INFORMATIONS SUR LES RÉSULTATS

	2002	2001
	$	$
Chiffres d'affaires		
Entreposage	**14 641 381**	15 661 970
Intérêts	**60 773**	192 744
Vente de gaz coussin, au net		402 000
	14 702 154	16 256 714

5 - INFORMATIONS SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations d'éléments du fonds de roulement se détaillent comme suit :

	2002	2001
	$	$
Comptes clients	**(146 414)**	82 817
Fournitures d'entretien et de réparations	**39 141**	(391 596)
Frais payés d'avance	**(67 447)**	650 291
Créditeurs	**(225 334)**	(1 772 165)
	(400 054)	(1 430 653)

Les flux de trésorerie se rapportant aux intérêts des activités d'exploitation se détaillent comme suit:

	2002	2001
	$	$
Intérêts versés	**1 066 187**	1 205 112
Intérêts encaissés	**63 982**	189 207

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2002

6 - DÉBITEURS

	2002	2001
	$	$
Comptes courants		
Comptes clients		
Opérations courantes	1 565 274	1 368 051
SOQUIP ÉNERGIE INC.		55 770
Intragaz Inc.	4 961	
Avances à Intragaz Inc., sans intérêts		500 000
	1 570 235	1 923 821

7 - IMMOBILISATIONS

	2002		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	15 005 473		15 005 473
Servitudes et aménagements	3 619 282	613 262	3 006 020
Réservoir souterrain	7 680 394	1 403 154	6 277 240
Conduite de gaz	9 856 511	1 449 859	8 406 652
Puits et mécanique	36 944 770	4 713 091	32 231 679
Bâtiments et aménagements	3 847 238	797 931	3 049 307
Équipements lourds	12 339 605	3 187 624	9 151 981
Installations électroniques	1 756 040	845 710	910 330
Matériel roulant, outillage et mobilier	490 216	344 644	145 572
Équipement informatique	619 749	459 181	160 568
Pièces de rechange disponibles à long terme	125 065	17 723	107 342
	92 284 343	13 832 179	78 452 164
Projets en cours	9 164 523		9 164 523
Équipement lourd mis hors de service[(a)]	750 111		750 111
	102 198 977	13 832 179	88 366 798

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2002

7 - IMMOBILISATIONS (suite)

	2001		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrain et gaz coussin	14 066 815		14 066 815
Servitudes et aménagements	3 619 282	522 779	3 096 503
Réservoir souterrain	7 584 667	1 211 688	6 372 979
Conduite de gaz	9 454 363	1 210 334	8 244 029
Puits et mécanique	30 670 285	3 830 481	26 839 804
Bâtiments et aménagements	3 841 801	701 795	3 140 006
Équipements lourds	11 543 599	2 786 896	8 756 703
Installations électroniques	1 707 319	769 894	937 425
Matériel roulant, outillage et mobilier	480 985	298 778	182 207
Équipement informatique	570 439	381 818	188 621
Pièces de rechange disponibles à long terme	125 065	13 554	111 511
	83 664 620	11 728 017	71 936 603
Projets en cours	1 403 619		1 403 619
Équipement lourd mis hors de service[(a)]	750 111		750 111
	85 818 350	11 728 017	74 090 333

[(a)] Au cours de l'exercice 1994, la société a mis hors de service un compresseur en raison de dommages matériels. La société a décidé d'en réduire la valeur au montant recouvrable prévisible de la vente du compresseur. Cette immobilisation a donc été réduite d'un montant de 1 679 425 $ qui a été pris en charge dans l'exercice 1994 à titre de réduction de valeur d'un équipement, déduction faite du produit de l'assurance au montant de 213 072 $ et de l'amortissement cumulé y afférent de 251 950 $. À cet effet, la société a intenté une poursuite auprès des fournisseurs pour défaut de conception de ce compresseur et d'un équipement présenté sous la rubrique équipements lourds pour un montant de plus de 5 200 000 $ excluant les intérêts.

8 - CRÉDITEURS

	2002	2001
	$	$
Comptes courants		
Comptes fournisseurs et frais courus		
Opérations courantes	**693 029**	549 065
Pour l'acquisition d'immobilisations	**4 410 935**	790 340
Intragaz Inc.	**183 798**	572 115
Salaires et charges sociales	**111 230**	92 211
	5 398 992	2 003 731

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2002

9 - DETTE À LONG TERME

	Court terme	2002	2001
	$	$	$
Emprunt à terme rotatif, garanti par une hypothèque portant sur l'universalité des biens présents et futurs, taux variable, exigible en totalité à l'échéance, échéant en septembre 2017 [a]		**23 000 000**	
Obligation relative à un bien loué, 10,35 %, remboursable par versements mensuels de 148 $, capital et intérêts, échéant en juillet 2007	**1 165**	**6 481**	
Emprunt à terme, remboursé au cours de l'exercice			19 900 400
		23 006 481	19 900 400
Versements exigibles à court terme	**1 165**	**1 165**	1 788 800
		23 005 316	18 111 600

Les versements sur l'obligation relative à un bien loué au cours des cinq prochains exercices s'élèvent à 1 165 $ en 2003, 1 292 $ en 2004, 1 432 $ en 2005, 1 587 $ en 2006 et 1 005 $ en 2007.

[a] La société peut emprunter en vertu d'une convention de crédit un montant maximal de 60 000 000 $. Le montant maximal disponible est limité à la capacité de remboursement de la société qui est établie en fonction des prévisions des flux de trésorerie d'exploitation actualisés et de la valeur actualisée des fonds, nets des coûts d'extraction et de transport, pouvant être reçus lors de la vente du gaz coussin. Lorsque le solde de l'emprunt excède la capacité de remboursement de la société, l'excédent devient alors payable dans un délai de quatre-vingt-dix jours. En vertu de cette convention de crédit, la société doit respecter certains ratios. Au 31 décembre 2002, ces ratios sont respectés.

10 - AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société participe à un REER collectif garantissant le paiement d'une contribution égale à la contribution de base de l'employé jusqu'à un maximum de 5 % du salaire annuel brut. La charge nette de la société au titre de ce REER collectif s'élève à 32 376 $ (34 643 $ en 2001).

11 - ENGAGEMENTS

La société s'est engagée auprès de fournisseurs à acheter du gaz naturel qui servira de gaz coussin au cours de l'exploitation du réservoir pour des quantités et à des prix fixés à l'avance, soit 327 848 GJ (0,31 bcf) à un prix moyen de 5,18 $/GJ pour la période du 1er avril 2003 au 31 octobre 2003.

La société s'est engagée auprès du ministère des Ressources naturelles pour une période de 20 ans jusqu'au 14 décembre 2017, tant qu'elle exploite le réservoir, à payer un loyer annuel établi selon le volume retiré afin d'obtenir le droit d'exploiter le réservoir souterrain de St-Flavien. Le loyer annuel pour 2003 sera de 29 500 $ et pourrait atteindre jusqu'à 67 500 $, selon le volume utile développé.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2002

11 - ENGAGEMENTS (suite)

La société s'est engagée auprès du ministère des Ressources naturelles d'après un bail d'exploitation échéant le 30 juin 2010 à verser une somme de 101 150 $ pour le droit d'exploiter le réservoir souterrain de Pointe-du-Lac. Les paiements minimums exigibles pour les cinq prochains exercices s'élèvent à 11 900 $ par année.

12 - EVENTUALITÉS

Aux fins de la Loi sur les mines, des lettres de garantie irrévocables d'un montant de 300 000 $ ont été émises à l'intention du ministère des Ressources naturelles.

Une lettre de garantie d'un montant de 1 109 000 $ a été émise à l'intention de la société de financement Dexia Credit Local NY Agency.

13 - OPÉRATIONS CONCLUES AVEC DES SOCIÉTÉS APPARENTÉES

Au cours de l'exercice, la société a procédé à la distribution à ses associés d'actifs incorporels qui avaient une valeur comptable nulle.

De plus, la société a versé des frais de gestion de 1 830 832 $ (2 926 134 $ en 2001) à Intragaz Inc., l'associé commandité. Cette opération a été conclue dans le cours normal des activités et a été mesurée à la valeur d'échange, soit la valeur établie et acceptée par les parties.

14 - JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Les méthodes et hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur estimative de chaque catégorie d'instruments financiers.

Instruments financiers à court terme

L'encaisse, les dépôts à terme, les débiteurs et les comptes fournisseurs et frais courus sont des instruments financiers dont la juste valeur se rapproche de la valeur comptable en raison de leur échéance

Dette à long terme

La juste valeur de la dette à long terme a été déterminée en actualisant les flux monétaires futurs aux taux dont la société pourrait actuellement se prévaloir pour des emprunts comportant des conditions et des échéances similaires.

À la date du bilan, la juste valeur estimative des dettes à long terme est sensiblement égale a leur valeur comptable.

Intragaz, Société en commandite

États financiers
au 31 décembre 2003

Rapport des vérificateurs	2
États financiers	
Résultats	3
Capital	4
Flux de trésorerie	5
Bilan	6
Notes complémentaires	7 à 13

Comptables agréés
Société en nom collectif
Membre du réseau
Grant Thornton International

Raymond Chabot Grant Thornton

Rapport des vérificateurs

Aux associés de
Intragaz, Société en commandite

Nous avons vérifié le bilan de la société Intragaz, Société en commandite au 31 décembre 2003 et les états des résultats, du capital et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société au 31 décembre 2003, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Raymond Chabot Grant Thornton

Comptables agréés

Québec
Le 26 janvier 2004

140, Grande Allée Est
Bureau 200
Québec (Québec) G1R 5P7
Téléphone: (418) 647-3151
Télécopieur: (418) 647-5939

5790, boul. Étienne-Dallaire
Bureau 103
Lévis (Québec) G6V 8V6
Téléphone: (418) 835-3965
Télécopieur: (418) 835-3975

Intragaz, Société en commandite
Résultats
de l'exercice terminé le 31 décembre 2003

	2003	2002
	$	$
Chiffre d'affaires (note 3)	**16 934 933**	14 702 154
Frais directs	**3 086 191**	2 432 205
Bénéfice après frais directs	**13 848 742**	12 269 949
Frais de gestion	**2 114 868**	1 830 832
Intérêts et frais bancaires	**167 680**	136 752
Intérêts sur la dette à long terme	**1 818 446**	1 184 048
Perte sur le règlement des swaps		755 300
Perte sur la radiation de frais de financement reportés		168 571
Gain sur la cession d'immobilisations	**(3 942)**	
Amortissements	**2 583 326**	2 163 516
	6 680 378	6 239 019
Bénéfice net	**7 168 364**	6 030 930

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Capital
de l'exercice terminé le 31 décembre 2003

				2003	2002
	Intragaz Inc.	SOQUIP ÉNERGIE INC.	Intragaz Holding, s.e.c.	Total	Total
	$	$	$	$	$
Solde au début	5 931	13 455 460	53 812 579	67 273 970	63 091 107
Bénéfice net	801	1 433 506	5 734 057	7 168 364	6 030 930
	6 732	14 888 966	59 546 636	74 442 334	69 122 037
Retraits	89	154 000	615 997	770 086	1 848 067
Solde à la fin	6 643	14 734 966	58 930 639	73 672 248	67 273 970

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Flux de trésorerie
de l'exercice terminé le 31 décembre 2003

	2003	2002
	$	$
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	**7 168 364**	6 030 930
Éléments hors caisse		
Perte sur la radiation de frais de financement reportés		168 571
Gain sur la cession d'immobilisations	**(3 942)**	
Amortissements	**2 583 326**	2 163 516
	9 747 748	8 363 017
Variations d'éléments du fonds de roulement (note 4)	**262 928**	(400 054)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**10 010 676**	7 962 963
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Avances à l'associé commandité		500 000
Immobilisations	**(18 151 085)**	(12 760 032)
Cession d'immobilisations	**5 500**	
Frais reportés		(645 094)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(18 145 585)**	(12 905 126)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Emprunts à long terme	**13 000 000**	23 006 932
Remboursements d'emprunts	**(3 470)**	(19 900 851)
Retraits des associés	**(770 086)**	(1 848 067)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**12 226 444**	1 258 014
Augmentation (diminution) nette des espèces et quasi-espèces	**4 091 535**	(3 684 149)
Espèces et quasi-espèces au début	**1 659 613**	5 343 762
Espèces et quasi-espèces à la fin	**5 751 148**	1 659 613
ESPÈCES ET QUASI-ESPÈCES		
Encaisse	**451 148**	309 613
Dépôts à terme	**5 300 000**	1 350 000
	5 751 148	1 659 613

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers

Intragaz, Société en commandite
Bilan
au 31 décembre 2003

	2003	2002
	$	$
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	**451 148**	309 613
Dépôts à terme, 2,70 % à 2,75 %, échéant à différentes dates jusqu'en janvier 2004	**5 300 000**	1 350 000
Débiteurs (note 5)	**1 920 367**	1 570 235
Fournitures d'entretien et de réparations	**567 659**	459 513
Frais payés d'avance	**258 113**	219 084
	8 497 287	3 908 445
Immobilisations (note 6)	**103 955 871**	88 366 798
Frais reportés	**752 149**	873 602
Écart d'acquisition	**2 530 598**	2 530 598
	115 735 905	95 679 443
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs (note 7)	**6 060 646**	5 398 992
Versements sur la dette à long terme	**721**	1 165
	6 061 367	5 400 157
Dette à long terme (note 8)	**36 002 290**	23 005 316
	42 063 657	28 405 473
AVOIR DES ASSOCIÉS		
Capital	**73 672 248**	67 273 970
	115 735 905	95 679 443

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Approuvé,

Intragaz Inc.

SOQUIP ÉNERGIE INC.

Intragaz Holding, s.e.c.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2003

1 - NATURE DES ACTIVITÉS

La société en commandite, constituée en vertu des Lois de la province de Québec, a pour objet d'exploiter deux réservoirs souterrains de gaz naturel pour le compte de son unique client, Société en commandite Gaz Métropolitain (ci-après SCGM), en vertu de deux contrats tel que décrit ci-dessous:

- un contrat de service valide jusqu'en mars 2006 pour les capacités du site de Pointe-du-Lac.

- un contrat de service, pour le site de Saint-Flavien, valide pour une période de 15 ans, à compter de la date de mise en service, soit le 12 avril 1998, et renouvelable selon certaines conditions pour une période additionnelle de 15 ans.

Ces contrats stipulent que les revenus générés par le service d'entreposage sont fonction de trois tarifs reliés au volume utile, à la livraison de pointe ainsi qu'aux volumes soutirés. Les tarifs pour le volume utile et la livraison de pointe sont fixes et représentent environ 95 % des revenus totaux. De plus, le client s'est engagé à acquérir une certaine capacité additionnelle développée en ce qui a trait au volume utile et possède un droit de premier refus sur d'éventuelles capacités additionnelles en livraison de pointe et de volume utile.

Les associés sont Intragaz Inc., associé commandité, SOQUIP ÉNERGIE INC., et Intragaz Holding, société en commandite. La société en commandite sera dissoute au plus tard en 2050.

2 - CONVENTIONS COMPTABLES

États financiers

Les états financiers ne tiennent compte que de l'actif, du passif, des revenus et des dépenses propres à l'exploitation de la société en commandite. L'état des résultats n'inclut ni la rémunération ni les impôts sur le revenu des associés dans la détermination du bénéfice net de la société en commandite.

Estimations comptables

Pour dresser des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la direction de la société doit faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans les états financiers et les notes y afférentes. Ces estimations sont fondées sur la connaissance que la direction possède des événements en cours et sur les mesures que la société pourrait prendre à l'avenir. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations.

Espèces et quasi-espèces

La politique de la société est de présenter dans les espèces et quasi-espèces l'encaisse et les placements temporaires dont le terme est égal ou inférieur à trois mois.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2003

2 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Amortissement

Les immobilisations sont amorties en fonction de leur durée probable d'utilisation selon la méthode de l'amortissement linéaire et les périodes suivantes :

Servitudes, aménagements, réservoirs souterrains, conduite de gaz, puits, mécanique et bâtiments	40 ans
Équipements lourds et pièces de rechange disponibles à long terme	20 à 30 ans
Installations électroniques	10 à 20 ans
Matériel roulant, outillage et mobilier	5 à 10 ans
Équipement informatique	5 ans

Projets en cours

Les projets en cours, constitués de frais d'aménagement de réservoirs souterrains de gaz naturel, feront l'objet d'un amortissement lors de leur mise en service.

Frais reportés

Les frais reportés sont constitués de frais engagés pour le financement à long terme et de frais de constitution.

Les frais de financement reportés sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 127 mois, soit la durée restante du contrat de service déterminant la capacité d'emprunt.

Les frais de constitution sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de cinq ans, jusqu'en 2005.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition d'entreprises sur le montant net des valeurs attribuées aux éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge. L'écart d'acquisition n'est pas amorti. Il est soumis à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il a subi une dépréciation. Le test de dépréciation consiste en une comparaison de la juste valeur des unités d'exploitation de la société avec leur valeur comptable. Lorsque la valeur comptable d'une unité d'exploitation excède sa juste valeur, une perte de valeur est constatée pour un montant égal à l'excédent. La juste valeur d'une unité d'exploitation est calculée en fonction d'évaluations ou des flux de trésorerie actualisés.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2003

3 - INFORMATIONS SUR LES RÉSULTATS

	2003	2002
	$	$
Chiffre d'affaires		
Entreposage	**16 799 209**	14 641 381
Intérêts	**135 724**	60 773
	16 934 933	14 702 154

4 - INFORMATIONS SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations d'éléments du fonds de roulement se détaillent comme suit :

	2003	2002
	$	$
Comptes clients	**(350 132)**	(146 414)
Fournitures d'entretien et de réparations	**(108 146)**	39 141
Frais payés d'avance	**(39 029)**	(67 447)
Créditeurs	**760 235**	(225 334)
	262 928	(400 054)

Les flux de trésorerie se rapportant aux intérêts des activités d'exploitation se détaillent comme suit:

	2003	2002
	$	$
Intérêts versés	**1 864 349**	1 066 187

5 - DÉBITEURS

	2003	2002
	$	$
Comptes courants		
Comptes clients		
Opérations courantes	**1 920 367**	1 565 274
Intragaz Inc.		4 961
	1 920 367	1 570 235

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2003

6 - IMMOBILISATIONS

	2003		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	**17 311 343**		**17 311 343**
Servitudes et aménagements	**3 619 282**	**703 744**	**2 915 538**
Réservoirs souterrains	**7 722 903**	**1 595 252**	**6 127 651**
Conduite de gaz	**10 704 520**	**1 712 172**	**8 992 348**
Puits et mécanique	**59 125 217**	**5 908 751**	**53 216 466**
Bâtiments et aménagements	**3 913 942**	**894 263**	**3 019 679**
Équipements lourds	**12 339 605**	**3 607 380**	**8 732 225**
Installations électroniques	**1 757 270**	**923 380**	**833 890**
Matériel roulant, outillage et mobilier	**524 387**	**375 069**	**149 318**
Équipement informatique	**630 660**	**535 008**	**95 652**
Pièces de rechange disponibles à long terme	**125 065**	**21 892**	**103 173**
	117 774 194	**16 276 911**	**101 497 283**
Projets en cours	**1 708 477**		**1 708 477**
Équipement lourd mis hors de service[(a)]	**750 111**		**750 111**
	120 232 782	**16 276 911**	**103 955 871**

	2002		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrain et gaz coussin	15 005 473		15 005 473
Servitudes et aménagements	3 619 282	613 262	3 006 020
Réservoirs souterrains	7 680 394	1 403 154	6 277 240
Conduite de gaz	9 856 511	1 449 859	8 406 652
Puits et mécanique	36 944 770	4 713 091	32 231 679
Bâtiments et aménagements	3 847 238	797 931	3 049 307
Équipements lourds	12 339 605	3 187 624	9 151 981
Installations électroniques	1 756 040	845 710	910 330
Matériel roulant, outillage et mobilier	490 216	344 644	145 572
Équipement informatique	619 749	459 181	160 568
Pièces de rechange disponibles à long terme	125 065	17 723	107 342
	92 284 343	13 832 179	78 452 164
Projets en cours	9 164 523		9 164 523
Équipement lourd mis hors de service[(a)]	750 111		750 111
	102 198 977	13 832 179	88 366 798

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2003

6 - IMMOBILISATIONS (suite)

(a) Au cours de l'exercice 1994, la société a mis hors de service un compresseur en raison de dommages matériels. La société a décidé d'en réduire la valeur au montant recouvrable prévisible de la vente du compresseur. Cette immobilisation a donc été réduite d'un montant de 1 679 425 $ qui a été pris en charge dans l'exercice 1994 à titre de réduction de valeur d'un équipement, déduction faite du produit de l'assurance au montant de 213 072 $ et de l'amortissement cumulé y afférent de 251 950 $. À cet effet, la société a intenté une poursuite auprès des fournisseurs pour défaut de conception de ce compresseur et d'un équipement présenté sous la rubrique équipements lourds pour un montant de plus de 5 200 000 $ excluant les intérêts.

7 - CRÉDITEURS

	2003	2002
	$	$
Comptes courants		
Comptes fournisseurs et frais courus		
Opérations courantes	**1 028 272**	693 029
Pour l'acquisition d'immobilisations	**4 312 354**	4 410 935
Intragaz Inc.	**557 194**	183 798
Intragaz Exploration, s.e.c.	**59 391**	
Salaires et charges sociales	**103 435**	111 230
	6 060 646	5 398 992

8 - DETTE À LONG TERME

	Court terme	**2003**	2002
	$	**$**	$
Emprunt à terme rotatif, garanti par une hypothèque portant sur l'universalité des biens présents et futurs, taux variable, exigible en totalité à l'échéance, échéant en septembre 2017 (a)		**36 000 000**	23 000 000
Obligation relative à un bien loué, 10,35 %, remboursable par versements mensuels de 148 $, capital et intérêts, échéant en juillet 2007	**721**	**3 011**	6 481
		36 003 011	23 006 481
Versements exigibles à court terme	**721**	**721**	1 165
		36 002 290	23 005 316

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2003

8 - DETTE À LONG TERME (suite)

Les versements estimatifs sur la dette à long terme au cours des cinq prochains exercices s'élèvent à 721 $ en 2004, 799 $ en 2005, 886 $ en 2006, 1 802 604 $ en 2007 et 4 411 000 $ en 2008.

[a] La société peut emprunter en vertu d'une convention de crédit un montant maximal de 60 000 000 $. Le montant maximal disponible est limité à la capacité de remboursement de la société qui est établie en fonction des prévisions des flux de trésorerie d'exploitation actualisés et de la valeur actualisée des fonds, nets des coûts d'extraction et de transport, pouvant être reçus lors de la vente du gaz coussin. Lorsque le solde de l'emprunt excède la capacité de remboursement de la société, l'excédent devient alors payable dans un délai de quatre-vingt-dix jours. C'est en relation avec cette clause que les versements sur cet emprunt ne débutent qu'en 2007. En vertu de cette convention de crédit, la société doit respecter certains ratios. Au 31 décembre 2003, ces ratios sont respectés.

9 - AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société participe à un REER collectif garantissant le paiement d'une contribution égale à la contribution de base de l'employé jusqu'à un maximum de 5 % du salaire annuel brut. La charge nette de la société au titre de ce REER collectif s'élève à 36 308 $ (32 376 $ en 2002).

10 - ENGAGEMENTS

La société s'est engagée auprès du ministère des Ressources naturelles pour une période de 20 ans jusqu'au 14 décembre 2017, tant qu'elle exploite le réservoir, à payer un loyer annuel établi selon le volume retiré afin d'obtenir le droit d'exploiter le réservoir souterrain de St-Flavien. Le loyer annuel pour 2004 sera de 55 075 $ et pourrait atteindre jusqu'à 67 500 $, selon le volume utile développé.

La société s'est également engagée auprès du ministère des Ressources naturelles d'après un bail d'exploitation échéant le 30 juin 2010 à verser une somme de 89 250 $ pour le droit d'exploiter le réservoir souterrain de Pointe-du-Lac. Les paiements minimums exigibles pour les cinq prochains exercices s'élèvent à 11 900 $ par année.

11 - ÉVENTUALITÉS

Aux fins de la Loi sur les mines, des lettres de garantie irrévocables d'un montant de 300 000 $ ont été émises à l'intention du ministère des Ressources naturelles.

Également, une lettre de garantie d'un montant de 794 472 $ a été émise à l'intention de la société de financement Dexia Credit Local NY Agency.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2003

12 - OPÉRATIONS CONCLUES AVEC DES SOCIÉTÉS APPARENTÉES

Au cours de l'exercice, la société a versé des frais de gestion de 2 114 868 $ (1 830 832 $ en 2002) à Intragaz Inc., l'associé commandité. Cette opération a été conclue dans le cours normal des activités et mesurée à la valeur d'échange, soit la valeur établie et acceptée par les parties.

13 - JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Les méthodes et hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur estimative de chaque catégorie d'instruments financiers.

Instruments financiers à court terme

L'encaisse, les dépôts à terme, les débiteurs et les créditeurs et frais courus sont des instruments financiers dont la juste valeur se rapproche de la valeur comptable en raison de leur échéance rapprochée.

Dette à long terme

La juste valeur de l'obligation relative à un bien loué a été déterminée en actualisant les flux monétaires futurs aux taux dont la société pourrait actuellement se prévaloir pour des emprunts comportant des conditions et des échéances similaires. À la date du bilan, la juste valeur estimative de l'obligation à un bien loué est sensiblement égale à sa valeur comptable.

La juste valeur de l'emprunt à terme rotatif n'a pu être déterminée au prix d'un effort raisonnable car il est pratiquement impossible de trouver sur le marché un instrument financier qui présente essentiellement les mêmes caractéristiques économiques. La direction est d'avis que la juste valeur n'est pas significativement différente de la valeur comptable.

Intragaz, Société en commandite

États financiers
au 31 décembre 2004

Rapport des vérificateurs	2
États financiers	
Résultats	3
Capital	4
Flux de trésorerie	5
Bilan	6
Notes complémentaires	7 à 13

Raymond Chabot Grant Thornton

Raymond Chabot Grant Thornton, S.E.N.C.R.L.
Comptables agréés

Rapport des vérificateurs

Aux associés de
Intragaz, Société en commandite

Nous avons vérifié le bilan de la société Intragaz, Société en commandite au 31 décembre 2004 et les états des résultats, du capital et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société au 31 décembre 2004, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Raymond Chabot Grant Thornton S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés

Québec
Le 28 janvier 2005

140, Grande Allée Est
Bureau 200
Québec (Québec) G1R 5P7
Téléphone: (418) 647-3151
Télécopieur: (418) 647-5939

5790, boul. Étienne-Dallaire
Bureau 103
Lévis (Québec) G6V 8V6
Téléphone: (418) 835-3965
Télécopieur: (418) 835-3975
www.rcgt.com

Membre de Grant Thornton International

Intragaz, Société en commandite
Résultats
de l'exercice terminé le 31 décembre 2004

	2004	2003
	$	$
Chiffre d'affaires (note 3)	**18 855 180**	16 934 933
Frais directs	**2 795 306**	3 086 191
Bénéfice après frais directs	**16 059 874**	13 848 742
Frais de gestion	**2 060 481**	2 114 868
Intérêts et frais bancaires	**137 079**	167 680
Intérêts sur la dette à long terme	**2 145 073**	1 818 446
Perte (gain) sur la cession d'immobilisations	**5 839**	(3 942)
Amortissements	**2 760 542**	2 583 326
	7 109 014	6 680 378
	8 950 860	7 168 364
Autres revenus (dépenses)		
Gain sur règlement partiel d'un litige	**1 840 000**	
Réduction de valeur d'un équipement (note 6)	**(443 193)**	
	1 396 807	–
Bénéfice net	**10 347 667**	7 168 364

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Capital
de l'exercice terminé le 31 décembre 2004

					2004	2003
	Intragaz inc.	SOQUIP ÉNERGIE inc.	Intragaz Holding, s.e.c.	Société en commandite Gaz Métro	Total	Total
	$	$	$	$	$	$
Solde au début	6 643	14 734 966	58 930 639		73 672 248	67 273 970
Bénéfice net	1 156	2 069 293	8 277 218		10 347 667	7 168 364
	7 799	16 804 259	67 207 857	–	84 019 915	74 442 334
Retraits	45	80 000	320 000		400 045	770 086
	7 754	16 724 259	66 887 857	–	83 619 870	73 672 248
Transfert de la participation	–	(16 724 259)	–	16 724 259	–	–
Solde à la fin	7 754	–	66 887 857	16 724 259	83 619 870	73 672 248

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Flux de trésorerie
de l'exercice terminé le 31 décembre 2004

	2004	2003
	$	$
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	**10 347 667**	7 168 364
Éléments hors caisse		
Perte (gain) sur la cession d'immobilisations	**5 839**	(3 942)
Réduction de valeur d'un équipement	**443 193**	
Amortissements	**2 760 542**	2 583 326
	13 557 241	9 747 748
Variations d'éléments du fonds de roulement (note 4)	**(313 336)**	262 928
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**13 243 905**	10 010 676
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Immobilisations	**(15 302 211)**	(18 151 085)
Cession d'immobilisations	**3 595**	5 500
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(15 298 616)**	(18 145 585)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Emprunts à long terme	**5 000 000**	13 000 000
Remboursements d'emprunts	**(721)**	(3 470)
Retraits des associés	**(400 045)**	(770 086)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**4 599 234**	12 226 444
Augmentation nette des espèces et quasi-espèces	**2 544 523**	4 091 535
Espèces et quasi-espèces au début	**5 751 148**	1 659 613
Espèces et quasi-espèces à la fin	**8 295 671**	5 751 148
ESPÈCES ET QUASI-ESPÈCES		
Encaisse	**395 671**	451 148
Dépôts à terme	**7 900 000**	5 300 000
	8 295 671	5 751 148

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Bilan
au 31 décembre 2004

	2004	2003
	$	$
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	**395 671**	451 148
Dépôts à terme, 2,11 % à 2,50 %, échéant en janvier 2005	**7 900 000**	5 300 000
Débiteurs (note 5)	**1 840 506**	1 920 367
Fournitures d'entretien et de réparations	**504 068**	567 659
Frais payés d'avance	**298 632**	258 113
	10 938 877	8 497 287
Immobilisations (note 6)	**112 300 617**	103 955 871
Frais reportés	**630 696**	752 149
Écart d'acquisition	**2 530 598**	2 530 598
	126 400 788	115 735 905
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs (note 7)	**1 778 628**	6 060 646
Versements sur la dette à long terme	**799**	721
	1 779 427	6 061 367
Dette à long terme (note 8)	**41 001 491**	36 002 290
	42 780 918	42 063 657
AVOIR DES ASSOCIÉS		
Capital	**83 619 870**	73 672 248
	126 400 788	115 735 905

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Approuvé,

Intragaz inc.

Intragaz Holding, s.e.c.

Société en commandite
Gaz Métro

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2004

1 - NATURE DES ACTIVITÉS

La société en commandite, constituée en vertu des Lois de la province de Québec, a pour objet d'exploiter deux réservoirs souterrains de gaz naturel pour le compte de son unique client, Société en commandite Gaz Métro (ci-après SCGM), en vertu de deux contrats décrits ci-dessous :

- un contrat de service valide jusqu'en mars 2006 pour les capacités du site de Pointe-du-Lac;

- un contrat de service pour le site de Saint-Flavien, valide pour une période de 15 ans à compter de la date de mise en service, soit le 12 avril 1998, et renouvelable selon certaines conditions pour une période additionnelle de 15 ans.

Ces contrats stipulent que les revenus générés par le service d'entreposage sont fonction de trois tarifs reliés au volume utile, à la livraison de pointe ainsi qu'aux volumes soutirés. Les tarifs pour le volume utile et la livraison de pointe sont fixes et représentent environ 95 % des revenus totaux. De plus, le client s'est engagé à acquérir une certaine capacité additionnelle développée en ce qui a trait au volume utile et possède un droit de premier refus sur d'éventuelles capacités additionnelles en livraison de pointe et de volume utile.

Les associés sont Intragaz inc., associé commandité, Société en commandite Gaz Métro et Intragaz Holding, Société en commandite. La société en commandite sera dissoute au plus tard en 2050.

2 - CONVENTIONS COMPTABLES

États financiers

Les états financiers ne tiennent compte que de l'actif, du passif, des revenus et des dépenses propres à l'exploitation de la société en commandite. L'état des résultats n'inclut ni la rémunération ni les impôts sur les bénéfices des associés dans la détermination du bénéfice net de la société en commandite.

Estimations comptables

Pour dresser des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la direction de la société doit faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans les états financiers et les notes y afférentes. Ces estimations sont fondées sur la connaissance que la direction possède des événements en cours et sur les mesures que la société pourrait prendre à l'avenir. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations.

Espèces et quasi-espèces

La politique de la société est de présenter dans les espèces et quasi-espèces l'encaisse et les placements temporaires dont le terme est égal ou inférieur à trois mois.

Constatation des produits

Les produits provenant de l'entreposage de gaz naturel sont constatés lorsque le service est rendu. De plus, le prix de vente doit être fixé et mesurable et le recouvrement raisonnablement assuré.

Les revenus d'intérêts sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice lorsqu'ils sont gagnés.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2004

2 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Amortissements

Les immobilisations sont amorties en fonction de leur durée probable d'utilisation selon la méthode de l'amortissement linéaire et les périodes suivantes :

Servitudes, aménagements, réservoirs souterrains, conduite de gaz, puits, mécanique et bâtiments	40 ans
Équipements lourds et pièces de rechange disponibles à long terme	20 à 30 ans
Installations électroniques	10 à 20 ans
Matériel roulant, outillage et mobilier	5 à 10 ans
Équipement informatique	5 ans

Projets en cours

Les projets en cours, constitués de frais d'aménagement de réservoirs souterrains de gaz naturel, feront l'objet d'un amortissement lors de leur mise en service.

Frais reportés

Les frais reportés sont constitués de frais engagés pour le financement à long terme et de frais de constitution.

Les frais de financement reportés sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 127 mois, soit la durée restante du contrat de service déterminant la capacité d'emprunt.

Les frais de constitution sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de cinq ans, jusqu'en 2005.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition d'entreprises sur le montant net des valeurs attribuées aux éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge. L'écart d'acquisition n'est pas amorti. Il est soumis à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il a subi une dépréciation. Le test de dépréciation consiste en une comparaison de la juste valeur des unités d'exploitation de la société avec leur valeur comptable. Lorsque la valeur comptable d'une unité d'exploitation excède sa juste valeur, une perte de valeur est constatée pour un montant égal à l'excédent. La juste valeur d'une unité d'exploitation est calculée en fonction d'évaluations ou des flux de trésorerie actualisés.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2004

3 - INFORMATIONS SUR LES RÉSULTATS

	2004	2003
	$	$
Chiffre d'affaires		
Entreposage	**18 764 460**	16 799 209
Intérêts	**90 720**	135 724
	18 855 180	16 934 933

4 - INFORMATIONS SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations d'éléments du fonds de roulement se détaillent comme suit :

	2004	2003
	$	$
Débiteurs	**79 861**	(350 132)
Fournitures d'entretien et de réparations	**63 591**	(108 146)
Frais payés d'avance	**(40 519)**	(39 029)
Créditeurs	**(416 269)**	760 235
	(313 336)	262 928

Les flux de trésorerie se rapportant aux intérêts des activités d'exploitation se détaillent comme suit:

	2004	2003
	$	$
Intérêts versés	**2 141 231**	1 864 349

5 - DÉBITEURS

	2004	2003
	$	$
Comptes clients		
Société en commandite Gaz Métro	**1 820 905**	1 646 066
Intragaz Exploration, s.e.c.	**9 513**	
Taxes à la consommation à recevoir		259 016
Autres	**10 088**	15 285
	1 840 506	1 920 367

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2004

6 - IMMOBILISATIONS

	2004		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	16 980 366		16 980 366
Servitudes et aménagements	3 619 282	794 226	2 825 056
Réservoirs souterrains	7 722 903	1 788 325	5 934 578
Conduite de gaz	11 360 061	1 986 576	9 373 485
Puits et mécanique	62 419 192	7 307 863	55 111 329
Bâtiments et aménagements	3 913 942	992 112	2 921 830
Équipements lourds	12 401 998	4 027 491	8 374 507
Installations électroniques	1 942 203	1 001 658	940 545
Matériel roulant, outillage et mobilier	528 643	412 942	115 701
Équipement informatique	633 161	578 815	54 346
Pièces de rechange disponibles à long terme	113 236	23 596	89 640
	121 634 987	18 913 604	102 721 383
Projets en cours	9 272 316		9 272 316
Équipement lourd mis hors de service[(a)]	306 918		306 918
	131 214 221	18 913 604	112 300 617

	2003		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	17 311 343		17 311 343
Servitudes et aménagements	3 619 282	703 744	2 915 538
Réservoirs souterrains	7 722 903	1 595 252	6 127 651
Conduite de gaz	10 704 520	1 712 172	8 992 348
Puits et mécanique	59 125 217	5 908 751	53 216 466
Bâtiments et aménagements	3 913 942	894 263	3 019 679
Équipements lourds	12 339 605	3 607 380	8 732 225
Installations électroniques	1 757 270	923 380	833 890
Matériel roulant, outillage et mobilier	524 387	375 069	149 318
Équipement informatique	630 660	535 008	95 652
Pièces de rechange disponibles à long terme	125 065	21 892	103 173
	117 774 194	16 276 911	101 497 283
Projets en cours	1 708 477		1 708 477
Équipement lourd mis hors de service[(a)]	750 111		750 111
	120 232 782	16 276 911	103 955 871

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2004

6 - IMMOBILISATIONS (suite)

(a) Au cours de l'exercice 1994, la société a mis hors de service un compresseur en raison de dommages matériels. La société a décidé d'en réduire la valeur au montant recouvrable prévisible de la vente du compresseur. Cette immobilisation a donc été réduite d'un montant de 1 679 425 $ qui a été pris en charge dans l'exercice 1994 à titre de réduction de valeur d'un équipement, déduction faite du produit de l'assurance au montant de 213 072 $ et de l'amortissement cumulé y afférent de 251 950 $. À cet effet, la société a intenté une poursuite auprès des fournisseurs pour défaut de conception de ce compresseur et d'un équipement présenté sous la rubrique équipements lourds pour un montant de plus de 5 200 000 $ excluant les intérêts.

Au cours de l'exercice courant, ce même équipement a fait l'objet d'une réduction de valeur suite à une offre d'achat déposée par un tiers. Cette immobilisation a donc été réduite d'un montant de 443 193 $ qui a été imputé aux charges de l'exercice courant à titre de réduction de valeur d'un équipement.

7 - CRÉDITEURS

	2004	2003
	$	$
Comptes courants		
Comptes fournisseurs et frais courus		
Opérations courantes	**825 507**	1 028 272
Pour l'acquisition d'immobilisations	**446 605**	4 312 354
Société en commandite Gaz Métro	**55 456**	
Intragaz inc.	**340 134**	557 194
Intragaz Exploration, s.e.c.		59 391
Salaires et charges sociales	**110 926**	103 435
	1 778 628	6 060 646

8 - DETTE À LONG TERME

	Court terme	**2004**	2003
	$	**$**	$
Emprunt à terme rotatif, garanti par une hypothèque portant sur l'universalité des biens présents et futurs, taux variable, exigible en totalité à l'échéance, échéant en septembre 2017 (a)		**41 000 000**	36 000 000
Obligation relative à un bien loué, 10,35 %, remboursable par versements mensuels de 83 $, capital et intérêts, échéant en juillet 2007	**799**	**2 290**	3 011
		41 002 290	36 003 011
Versements exigibles à court terme	**799**	**799**	721
		41 001 491	36 002 290

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2004

8 - DETTE À LONG TERME (suite)

Les versements estimatifs sur la dette à long terme au cours des cinq prochains exercices s'élèvent à 799 $ en 2005, 886 $ en 2006, 605 $ en 2007, 4 716 000 $ en 2008 et 5 775 000 $ en 2009.

[a] La société peut emprunter en vertu d'une convention de crédit un montant maximal de 60 000 000 $. Le montant maximal disponible est limité à la capacité de remboursement de la société qui est établie en fonction des prévisions des flux de trésorerie d'exploitation actualisés et de la valeur actualisée des fonds, nets des coûts d'extraction et de transport, pouvant être reçus lors de la vente du gaz coussin. Lorsque le solde de l'emprunt excède la capacité de remboursement de la société, l'excédent devient alors payable dans un délai de quatre-vingt-dix jours. C'est en relation avec cette clause que les versements sur cet emprunt ne débutent qu'en 2008. En vertu de cette convention de crédit, la société doit respecter certains ratios. Au 31 décembre 2004, ces ratios sont respectés.

9 - AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société participe à un REER collectif garantissant le paiement d'une contribution égale à la contribution de base de l'employé jusqu'à un maximum de 5 % du salaire annuel brut. La charge nette de la société au titre de ce REER collectif s'élève à 35 698 $ (36 308 $ en 2003).

10 - ENGAGEMENTS

La société s'est engagée auprès du ministère des Ressources naturelles du Québec pour une période de 20 ans jusqu'au 14 décembre 2017, tant qu'elle exploite le réservoir, à payer un loyer annuel établi selon le volume retiré afin d'obtenir le droit d'exploiter le réservoir souterrain de St-Flavien. Le loyer annuel pour 2005 sera de 44 000 $ (36 613 $ en 2003) et pourrait atteindre jusqu'à 67 500 $, selon le volume utile

La société s'est également engagée auprès du ministère des Ressources naturelles du Québec, d'après un bail d'exploitation échéant le 30 juin 2010, à verser une somme de 77 350 $ pour le droit d'exploiter le réservoir souterrain de Pointe-du-Lac. Les paiements minimums exigibles pour les cinq prochains exercices s'élèvent à 11 900 $ par année.

11 - ÉVENTUALITÉ

Une lettre de garantie d'un montant de 1 050 638 $, échéant le 4 octobre 2005, a été émise à l'intention de la société de financement Dexia Credit Local NY Agency.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2004

12 - OPÉRATIONS CONCLUES AVEC DES SOCIÉTÉS APPARENTÉES

Au cours de l'exercice, la société a versé des frais de gestion de 2 060 481 $ (2 114 868 $ en 2003) à Intragaz inc., l'associé commandité. De plus, un montant de 287 562 $ a payer à Société en commandite Gaz Métro est présenté dans les comptes fournisseurs et frais courus pour l'acquisition d'immobilisation. Ces opérations ont été conclues dans le cours normal des activités et mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur établie et acceptée par les parties.

13 - JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Les méthodes et hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur estimative de chaque catégorie d'instruments financiers.

Instruments financiers à court terme

L'encaisse, les dépôts à terme, les débiteurs et les créditeurs sont des instruments financiers dont la juste valeur se rapproche de la valeur comptable en raison de leur échéance rapprochée.

Dette à long terme

La juste valeur de l'emprunt à terme rotatif n'a pu être déterminée au prix d'un effort raisonnable car il est pratiquement impossible de trouver sur le marché un instrument financier qui présente essentiellement les mêmes caractéristiques économiques. La direction est d'avis que la juste valeur n'est pas significativement différente de la valeur comptable.

Intragaz, Société en commandite

États financiers
au 31 décembre 2005

Rapport des vérificateurs	2
États financiers	
Résultats	3
Capital	4
Flux de trésorerie	5
Bilan	6
Notes complémentaires	7 à 13

Raymond Chabot Grant Thornton

Raymond Chabot Grant Thornton S.E.N.C.R.L.
Comptables agréés

Rapport des vérificateurs

Aux associés de
Intragaz, Société en commandite

Nous avons vérifié le bilan de la société Intragaz, Société en commandite au 31 décembre 2005 et les états des résultats, du capital et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société au 31 décembre 2005, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Raymond Chabot Grant Thornton S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés

Québec
Le 27 janvier 2006

140, Grande Allée Est
Bureau 200
Québec (Québec) G1R 5P7
Téléphone: (418) 647-3151
Télécopieur: (418) 647-5939

5790, boul. Étienne-Dallaire
Bureau 103
Lévis (Québec) G6V 8V6
Téléphone: (418) 835-3965
Télécopieur: (418) 835-3975
www rcgt.com

Membre de Grant Thornton International

Intragaz, Société en commandite
Résultats
de l'exercice terminé le 31 décembre 2005

	2005	2004
	$	$
Chiffre d'affaires (note 3)	**20 563 094**	18 855 180
Frais directs	**2 969 497**	2 795 306
Bénéfice après frais directs	**17 593 597**	16 059 874
Frais de gestion	**1 811 414**	2 060 481
Intérêts et frais bancaires	**138 979**	137 079
Intérêts sur la dette à long terme	**2 280 354**	2 145 073
Perte (gain) sur la cession d'immobilisations	**(6 105)**	5 839
Amortissements	**3 197 189**	2 760 542
	7 421 831	7 109 014
	10 171 766	8 950 860
Autres revenus (dépenses)		
Gain sur règlement partiel d'un litige		1 840 000
Réduction de valeur d'un équipement (note 6)	**(9 614)**	(443 193)
	(9 614)	1 396 807
Bénéfice net	**10 162 152**	10 347 667

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers

Intragaz, Société en commandite
Capital
de l'exercice terminé le 31 décembre 2005

				2005	2004
	Intragaz inc.	Intragaz Holding, s.e.c.	Société en commandite Gaz Métro	Total	Total
	$	$	$	$	$
Solde au début	7 754	66 887 857	16 724 259	83 619 870	73 672 248
Bénéfice net	1 135	8 128 823	2 032 194	10 162 152	10 347 667
	8 889	75 016 680	18 756 453	93 782 022	84 019 915
Retraits	760	5 439 469	1 359 861	6 800 090	400 045
Solde à la fin	8 129	69 577 211	17 396 592	86 981 932	83 619 870

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers

Intragaz, Société en commandite
Flux de trésorerie
de l'exercice terminé le 31 décembre 2005

	2005	2004
	$	$
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	**10 162 152**	10 347 667
Éléments hors caisse		
Perte (gain) sur la cession d'immobilisations	**(6 105)**	5 839
Réduction de valeur d'un équipement	**9 614**	443 193
Amortissements	**3 197 189**	2 760 542
	13 362 850	13 557 241
Variations d'éléments du fonds de roulement (note 4)	**64 111**	(313 336)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**13 426 961**	13 243 905
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Avances à une société sous contrôle commun	**(263 289)**	
Immobilisations	**(9 564 178)**	(15 302 211)
Cession d'immobilisations	**7 000**	3 595
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(9 820 467)**	(15 298 616)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Emprunts à long terme		5 000 000
Remboursements d'emprunts	**(800)**	(721)
Retraits des associés	**(6 800 090)**	(400 045)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**(6 800 890)**	4 599 234
Augmentation (diminution) nette des espèces et quasi-espèces	**(3 194 396)**	2 544 523
Espèces et quasi-espèces au début	**8 295 671**	5 751 148
Espèces et quasi-espèces à la fin	**5 101 275**	8 295 671
ESPÈCES ET QUASI-ESPÈCES		
Encaisse	**501 275**	395 671
Dépôts à terme	**4 600 000**	7 900 000
	5 101 275	8 295 671

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Bilan
au 31 décembre 2005

	2005 $	2004 $
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	**501 275**	395 671
Dépôts à terme, 2,95 % et 3,28 %, échéant en janvier 2006	**4 600 000**	7 900 000
Débiteurs (note 5)	**1 994 611**	1 840 506
Avances à Intragaz inc , associé commandité, sans intérêt	**263 289**	
Fournitures d'entretien et de réparations	**576 007**	504 068
Frais payés d'avance	**235 757**	298 632
	8 170 939	10 938 877
Immobilisations (note 6)	**118 842 407**	112 300 617
Frais reportés	**509 244**	630 696
Écart d'acquisition	**2 530 598**	2 530 598
	130 053 188	126 400 788
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs (note 7)	**2 069 766**	1 778 628
Versements sur la dette à long terme	**885**	799
	2 070 651	1 779 427
Dette à long terme (note 8)	**41 000 605**	41 001 491
	43 071 256	42 780 918
AVOIR DES ASSOCIÉS		
Capital	**86 981 932**	83 619 870
	130 053 188	126 400 788

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Approuvé,

Intragaz inc.

Société en commandite
Gaz Métro

Intragaz Holding, s.e.c.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2005

1 - NATURE DES ACTIVITÉS

La société en commandite, constituée en vertu des Lois de la province de Québec, a pour objet d'exploiter deux réservoirs souterrains de gaz naturel pour le compte de son unique client, Société en commandite Gaz Métro (ci-après SCGM), en vertu de deux contrats décrits ci-dessous :

- un contrat de service valide jusqu'en mars 2006 pour les capacités du site de Pointe-du-Lac;

- un contrat de service pour le site de Saint-Flavien, valide pour une période de 15 ans à compter de la date de mise en service, soit le 12 avril 1998, et renouvelable selon certaines conditions pour une période additionnelle de 15 ans.

Ces contrats stipulent que les revenus générés par le service d'entreposage sont fonction de trois tarifs reliés au volume utile, à la livraison de pointe ainsi qu'aux volumes soutirés. Les tarifs pour le volume utile et la livraison de pointe sont fixes et représentent environ 95 % des revenus totaux. De plus, le client s'est engagé à acquérir une certaine capacité additionnelle développée en ce qui a trait au volume utile et possède un droit de premier refus sur d'éventuelles capacités additionnelles en livraison de pointe et de volume utile.

Les associés sont Intragaz inc., associé commandité, Société en commandite Gaz Métro et Intragaz Holding, Société en commandite. La société en commandite sera dissoute au plus tard en 2050.

2 - CONVENTIONS COMPTABLES

États financiers

Les états financiers ne tiennent compte que de l'actif, du passif, des revenus et des dépenses propres à l'exploitation de la société en commandite. L'état des résultats n'inclut ni la rémunération ni les impôts sur les bénéfices des associés dans la détermination du bénéfice net de la société en commandite.

Estimations comptables

Pour dresser des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la direction de la société doit faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans les états financiers et les notes y afférentes. Ces estimations sont fondées sur la connaissance que la direction possède des événements en cours et sur les mesures que la société pourrait prendre à l'avenir. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations.

Espèces et quasi-espèces

La politique de la société est de présenter dans les espèces et quasi-espèces l'encaisse et les placements temporaires dont le terme est égal ou inférieur à trois mois.

Constatation des produits

Les produits provenant de l'entreposage de gaz naturel sont constatés lorsque le service est rendu. De plus, le prix de vente doit être fixé et mesurable et le recouvrement raisonnablement assuré.

Les revenus d'intérêts sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice lorsqu'ils sont gagnés

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2005

2 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Amortissements

Les immobilisations sont amorties en fonction de leur durée probable d'utilisation selon la méthode de l'amortissement linéaire et les périodes suivantes :

Servitudes, aménagements, réservoirs souterrains, conduite de gaz, puits, mécanique et bâtiments	40 ans
Équipements lourds et pièces de rechange disponibles à long terme	20 à 30 ans
Installations électroniques	10 à 20 ans
Matériel roulant, outillage et mobilier	5 à 10 ans
Équipement informatique	5 ans

Projets en cours

Les projets en cours, constitués de frais d'aménagement de réservoirs souterrains de gaz naturel et d'installation d'équipement, feront l'objet d'un amortissement lors de leur mise en service.

Frais reportés

Les frais reportés sont constitués de frais engagés pour le financement à long terme et de frais de constitution.

Les frais de financement reportés sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 127 mois, soit la durée restante du contrat de service déterminant la capacité d'emprunt.

Les frais de constitution sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de cinq ans, jusqu'en 2006.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition d'entreprises sur le montant net des valeurs attribuées aux éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge. L'écart d'acquisition n'est pas amorti. Il est soumis à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il a subi une dépréciation. Le test de dépréciation consiste en une comparaison de la juste valeur des unités d'exploitation de la société avec leur valeur comptable. Lorsque la valeur comptable d'une unité d'exploitation excède sa juste valeur, une perte de valeur est constatée pour un montant égal à l'excédent. La juste valeur d'une unité d'exploitation est calculée en fonction des flux de trésorerie actualisés.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2005

3 - INFORMATIONS SUR LES RÉSULTATS

	2005	2004
	$	$
Chiffre d'affaires		
Entreposage	**20 423 527**	18 764 460
Intérêts	**139 567**	90 720
	20 563 094	18 855 180

4 - INFORMATIONS SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations d'éléments du fonds de roulement se détaillent comme suit :

	2005	2004
	$	$
Débiteurs	**(154 105)**	79 861
Fournitures d'entretien et de réparations	**(71 939)**	63 591
Frais payés d'avance	**62 875**	(40 519)
Créditeurs	**227 280**	(416 269)
	64 111	(313 336)

Les flux de trésorerie se rapportant aux intérêts des activités d'exploitation se détaillent comme suit:

	2005	2004
	$	$
Intérêts versés	**2 280 374**	2 141 231

5 - DÉBITEURS

	2005	2004
	$	$
Comptes clients		
Société en commandite Gaz Métro	**1 969 700**	1 820 905
Intragaz Exploration, s.e.c.	**236**	9 513
Autres	**24 675**	10 088
	1 994 611	1 840 506

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2005

6 - IMMOBILISATIONS

	2005		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	16 980 366		16 980 366
Servitudes et aménagements	3 619 282	884 708	2 734 574
Réservoirs souterrains	7 722 903	1 981 397	5 741 506
Conduite de gaz	11 756 296	2 278 038	9 478 258
Puits et mécanique	73 626 257	9 059 808	64 566 449
Bâtiments et aménagements	3 919 892	1 089 973	2 829 919
Équipements lourds	17 721 466	4 523 073	13 198 393
Installations électroniques	1 972 711	1 088 402	884 309
Matériel roulant, outillage et mobilier	581 251	418 389	162 862
Équipement informatique	658 992	602 180	56 812
Pièces de rechange disponibles à long terme	113 236	27 370	85 866
	138 672 652	21 953 338	116 719 314
Projets en cours	1 825 788		1 825 788
Équipement lourd mis hors de service[a]	297 305		297 305
	140 795 745	21 953 338	118 842 407

	2004		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	16 980 366		16 980 366
Servitudes et aménagements	3 619 282	794 226	2 825 056
Réservoirs souterrains	7 722 903	1 788 325	5 934 578
Conduite de gaz	11 360 061	1 986 576	9 373 485
Puits et mécanique	62 419 192	7 307 863	55 111 329
Bâtiments et aménagements	3 913 942	992 112	2 921 830
Équipements lourds	12 401 998	4 027 491	8 374 507
Installations électroniques	1 942 203	1 001 658	940 545
Matériel roulant, outillage et mobilier	528 643	412 942	115 701
Équipement informatique	633 161	578 815	54 346
Pièces de rechange disponibles à long terme	113 236	23 596	89 640
	121 634 987	18 913 604	102 721 383
Projets en cours	9 272 316		9 272 316
Équipement lourd mis hors de service[a]	306 918		306 918
	131 214 221	18 913 604	112 300 617

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2005

6 - IMMOBILISATIONS (suite)

[a] Au cours de l'exercice 1994, la société a mis hors de service un compresseur en raison de dommages matériels. La société a décidé d'en réduire la valeur au montant recouvrable prévisible de la vente du compresseur. Cette immobilisation a donc été réduite d'un montant de 1 679 425 $ qui a été pris en charge dans l'exercice 1994 à titre de réduction de valeur d'un équipement, déduction faite du produit de l'assurance au montant de 213 072 $ et de l'amortissement cumulé y afférent de 251 950 $. À cet effet, la société a intenté une poursuite auprès des fournisseurs pour défaut de conception de ce compresseur et d'un équipement présenté sous la rubrique équipements lourds pour un montant de plus de 5 200 000 $ excluant les intérêts.

Au cours de l'exercice 2004, ce même équipement a fait l'objet d'une réduction de valeur suite à une offre d'achat déposée par un tiers. En 2005, cette immobilisation a été réduite d'un montant supplémentaire de 9 614 $ qui a été imputé aux charges de l'exercice courant à titre de réduction de valeur d'un équipement.

7 - CRÉDITEURS

	2005	2004
	$	$
Comptes courants		
Comptes fournisseurs et charges à payer		
Opérations courantes	**993 983**	825 507
Pour l'acquisition d'immobilisations	**510 463**	446 605
Société en commandite Gaz Métro	**77 287**	55 456
Intragaz inc.	**369 553**	340 134
Salaires et charges sociales	**118 480**	110 926
	2 069 766	1 778 628

8 - DETTE À LONG TERME

	Court terme	**2005**	2004
	$	**$**	$
Emprunt à terme rotatif, garanti par une hypothèque portant sur l'universalité des biens présents et futurs, taux variable, exigible en totalité à l'échéance, échéant en septembre 2017 [a]		**41 000 000**	41 000 000
Obligation relative à un bien loué, 10,35 %, remboursable par versements mensuels de 83 $, capital et intérêts, échéant en juillet 2007	**885**	**1 490**	2 290
		41 001 490	41 002 290
Versements exigibles à court terme	**885**	**885**	799
		41 000 605	41 001 491

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2005

8 - DETTE À LONG TERME (suite)

Les versements estimatifs sur la dette à long terme au cours des cinq prochains exercices s'élèvent à 885 $ en 2006, 605 $ en 2007, 0 $ en 2008, 5 529 000 $ en 2009 et 7 150 000 $ en 2010

[a] La société peut emprunter en vertu d'une convention de crédit un montant maximal de 60 000 000 $ Le montant maximal disponible est limité à la capacité de remboursement de la société qui est établie en fonction des prévisions des flux de trésorerie d'exploitation actualisés et de la valeur actualisée des fonds, nets des coûts d'extraction et de transport, pouvant être reçus lors de la vente du gaz coussin Lorsque le solde de l'emprunt excède la capacité de remboursement de la société, l'excédent devient alors payable dans un délai de quatre-vingt-dix jours C'est en relation avec cette clause que les versements sur cet emprunt ne débutent qu'en 2009. En vertu de cette convention de crédit, la société doit respecter certains ratios. Au 31 décembre 2005, ces ratios sont respectés.

9 - AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société participe à un REER collectif garantissant le paiement d'une contribution égale à la contribution de base de l'employé jusqu'à un maximum de 5 % du salaire annuel brut. La charge nette de la société au titre de ce REER collectif s'élève à 37 456 $ (35 698 $ en 2004)

10 - ENGAGEMENTS

La société s'est engagée auprès du ministère des Ressources naturelles du Québec pour une période de 20 ans jusqu'au 14 décembre 2017, tant qu'elle exploite le réservoir, à payer un loyer annuel établi selon le volume soutiré afin d'obtenir le droit d'exploiter le réservoir souterrain de St-Flavien. Le loyer annuel pour 2006 sera de 50 250 $ (44 000 $ en 2005) et pourrait atteindre jusqu'à 67 500 $, selon le volume utile développé.

La société s'est également engagée auprès du ministère des Ressources naturelles du Québec, d'après un bail d'exploitation échéant le 30 juin 2010, à verser une somme de 77 350 $ pour le droit d'exploiter le réservoir souterrain de Pointe-du-Lac. Les paiements minimums exigibles pour les cinq prochains exercices s'élèvent à 11 900 $ par année.

11 - ÉVENTUALITÉ

Une lettre de garantie d'un montant de 1 112 265 $, échéant le 4 octobre 2006, a été émise à l'intention de la société de financement Dexia Credit Local NY Agency.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2005

12 - OPÉRATIONS CONCLUES AVEC DES SOCIÉTÉS APPARENTÉES

Au cours de l'exercice, la société a versé des frais de gestion de 1 811 414 $ (2 060 481 $ en 2004) à Intragaz inc., l'associé commandité. Ces opérations ont été conclues dans le cours normal des activités et mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur établie et acceptée par les parties.

13 - JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Les méthodes et hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur estimative de chaque catégorie d'instruments financiers.

Instruments financiers à court terme

L'encaisse, les dépôts à terme, les débiteurs et les créditeurs sont des instruments financiers dont la juste valeur se rapproche de la valeur comptable en raison de leur échéance rapprochée.

Dette à long terme

La juste valeur de l'emprunt à terme rotatif n'a pu être déterminée au prix d'un effort raisonnable car il est pratiquement impossible de trouver sur le marché un instrument financier qui présente essentiellement les mêmes caractéristiques économiques. La direction est d'avis que la juste valeur n'est pas significativement différente de la valeur comptable.

Intragaz, Société en commandite

États financiers
au 31 décembre 2006

Rapport des vérificateurs	2
États financiers	
Résultats	3
Capital	4
Flux de trésorerie	5
Bilan	6
Notes complémentaires	7 à 13

Raymond Chabot Grant Thornton

Raymond Chabot Grant Thornton S.E.N.C.R.L.
Comptables agréés

Rapport des vérificateurs

Aux associés de
Intragaz, Société en commandite

Nous avons vérifié le bilan de la société Intragaz, Société en commandite au 31 décembre 2006 et les états des résultats, du capital et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société au 31 décembre 2006, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Raymond Chabot Grant Thornton S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés

Québec
Le 24 janvier 2007

140, Grande Allée Est
Bureau 200
Québec (Québec) G1R 5P7
Téléphone: (418) 647-3151
Télécopieur: (418) 647-5939

5790, boul. Étienne-Dallaire
Bureau 103
Lévis (Québec) G6V 8V6
Téléphone: (418) 835-3965
Télécopieur: (418) 835-3975
www rcgt com

Membre de Grant Thornton International

Intragaz, Société en commandite
Résultats
de l'exercice terminé le 31 décembre 2006

	2006	2005
	$	$
Chiffre d'affaires	**21 725 355**	20 563 094
Frais directs	**2 701 768**	2 969 497
Bénéfice après frais directs	**19 023 587**	17 593 597
Frais de gestion	**1 248 018**	1 811 414
Intérêts et frais bancaires	**144 497**	138 979
Intérêts sur la dette à long terme	**2 465 337**	2 280 354
Gain sur la cession d'immobilisations		(6 105)
Amortissements	**3 473 834**	3 197 189
	7 331 686	7 421 831
Bénéfice avant autres revenus (dépenses)	**11 691 901**	10 171 766
Autres revenus (dépenses)		
Gain sur règlement d'un litige	**1 798 841**	
Réduction de valeur d'immobilisations (note 6)	**(69 317)**	(9 614)
	1 729 524	(9 614)
Bénéfice net	**13 421 425**	10 162 152

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers et la note 3 fournit d'autres informations sur les résultats.

Intragaz, Société en commandite
Capital
de l'exercice terminé le 31 décembre 2006

	2006				2005
	Intragaz inc.	Intragaz Holding, s.e.c.	Société en commandite Gaz Métro	Total	Total
	$	$	$	$	$
Solde au début	8 129	69 577 211	17 396 592	86 981 932	83 619 870
Bénéfice net	1 499	10 735 953	2 683 973	13 421 425	10 162 152
	9 628	80 313 164	20 080 565	100 403 357	93 782 022
Retraits	1 385	9 918 938	2 479 722	12 400 045	6 800 090
Solde à la fin	8 243	70 394 226	17 600 843	88 003 312	86 981 932

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers

Intragaz, Société en commandite
Flux de trésorerie
de l'exercice terminé le 31 décembre 2006

	2006	2005
	$	$
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	**13 421 425**	10 162 152
Éléments hors caisse		
Gain sur la cession d'immobilisations		(6 105)
Réduction de valeur d'immobilisations	**69 317**	9 614
Amortissements	**3 473 834**	3 197 189
	16 964 576	13 362 850
Variations d'éléments du fonds de roulement (note 4)	**(240 897)**	64 111
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**16 723 679**	13 426 961
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Avances à Intragaz inc.	**263 289**	(263 289)
Immobilisations	**(2 005 585)**	(9 564 178)
Cession d'immobilisations		7 000
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(1 742 296)**	(9 820 467)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Remboursements d'emprunts	**(886)**	(800)
Retraits des associés	**(12 400 045)**	(6 800 090)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**(12 400 931)**	(6 800 890)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**2 580 452**	(3 194 396)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	**5 101 275**	8 295 671
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	**7 681 727**	5 101 275
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		
Encaisse	**781 727**	501 275
Dépôts à terme	**6 900 000**	4 600 000
	7 681 727	5 101 275

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers

Intragaz, Société en commandite
Bilan
au 31 décembre 2006

	2006	2005
	$	$
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	**781 727**	501 275
Dépôts à terme, 3,9 % et 4,26 %, échéant en janvier 2007	**6 900 000**	4 600 000
Débiteurs (note 5)	**2 053 985**	1 994 611
Avances à Intragaz inc., sans intérêt		263 289
Fournitures d'entretien et de réparations	**583 984**	576 007
Frais payés d'avance	**315 610**	235 757
	10 635 306	8 170 939
Immobilisations (note 6)	**116 982 728**	118 842 407
Frais reportés	**388 496**	509 244
Écart d'acquisition	**2 530 598**	2 530 598
	130 537 128	130 053 188
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs (note 7)	**1 533 212**	2 069 766
Versements sur la dette à long terme	**604**	885
	1 533 816	2 070 651
Dette à long terme (note 8)	**41 000 000**	41 000 605
	42 533 816	43 071 256
AVOIR DES ASSOCIÉS		
Capital	**88 003 312**	86 981 932
	130 537 128	130 053 188

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers

Approuvé,

Intragaz inc

Intragaz Holding, s e c.

Société en commandite
Gaz Métro

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2006

1 - NATURE DES ACTIVITÉS

La société en commandite, constituée en vertu des Lois de la province de Québec, a pour objet d'exploiter deux réservoirs souterrains de gaz naturel pour le compte de son unique client, Société en commandite Gaz Métro (ci-après « SCGM »), en vertu de deux contrats décrits ci-dessous :

- un contrat de service échéant en mars 2016, pour les capacités du site de Pointe-du-Lac. Le contrat est présentement en processus d'approbation auprès de la Régie de l'Énergie;
- un contrat de service pour le site de Saint-Flavien, valide pour une période de 15 ans à compter de la date de mise en service, soit le 12 avril 1998, et renouvelable selon certaines conditions pour une période additionnelle de 15 ans.

Ces contrats stipulent que les revenus générés par le service d'entreposage sont fonction de quatre tarifs reliés au volume utile, à la livraison de pointe ainsi qu'aux volumes soutirés et injectés Les tarifs pour le volume utile et la livraison de pointe sont fixes et représentent environ 95 % des revenus totaux De plus, le client s'est engagé à acquérir une certaine capacité additionnelle développée en ce qui a trait au volume utile et possède un droit de premier refus sur d'éventuelles capacités additionnelles en livraison de pointe et de volume utile

Les associés sont Intragaz inc., associé commandité, Société en commandite Gaz Métro et Intragaz Holding, Société en commandite La société en commandite sera dissoute au plus tard en 2050.

2 - CONVENTIONS COMPTABLES

États financiers

Les états financiers ne tiennent compte que de l'actif, du passif, des revenus et des dépenses propres à l'exploitation de la société en commandite. L'état des résultats n'inclut ni la rémunération ni les impôts sur les bénéfices des associés dans la détermination du bénéfice net de la société en commandite.

Estimations comptables

Pour dresser des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la direction de la société doit faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans les états financiers et les notes y afférentes. Ces estimations sont fondées sur la connaissance que la direction possède des événements en cours et sur les mesures que la société pourrait prendre à l'avenir. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La politique de la société est de présenter dans la trésorerie et équivalents de trésorerie l'encaisse et les placements dont le terme est égal ou inférieur à trois mois

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2006

2 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Constatation des produits

Les produits provenant de l'entreposage de gaz naturel sont constatés lorsque le service est rendu. De plus, le prix de vente doit être fixé et mesurable et le recouvrement raisonnablement assuré.

Les revenus d'intérêts sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice lorsqu'ils sont gagnés

Amortissements

Les immobilisations sont amorties en fonction de leur durée probable d'utilisation selon la méthode de l'amortissement linéaire et les périodes suivantes :

Servitudes, aménagements, réservoirs souterrains, conduite de gaz, puits, mécanique et bâtiments	40 ans
Équipements lourds et pièces de rechange disponibles à long terme	20 à 30 ans
Installations électroniques	10 à 20 ans
Matériel roulant, outillage et mobilier	5 à 10 ans
Équipement informatique	5 ans

Projets en cours

Les projets en cours, constitués de frais d'aménagement de réservoirs souterrains de gaz naturel et d'installation d'équipements, feront l'objet d'un amortissement lors de leur mise en service.

Frais reportés

Les frais reportés sont constitués de frais engagés pour le financement à long terme et de frais de constitution.

Les frais de financement reportés sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de 127 mois, soit la durée restante du contrat de service déterminant la capacité d'emprunt.

Les frais de constitution sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de cinq ans, jusqu'en 2007

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition d'entreprises sur le montant net des valeurs attribuées aux éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge. L'écart d'acquisition n'est pas amorti. Il est soumis à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il a subi une dépréciation. Le test de dépréciation consiste en une comparaison de la juste valeur des unités d'exploitation de la société avec leur valeur comptable. Lorsque la valeur comptable d'une unité d'exploitation excède sa juste valeur, une perte de valeur est constatée pour un montant égal à l'excédent. La juste valeur d'une unité d'exploitation est calculée en fonction des flux de trésorerie actualisés

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2006

3 - INFORMATIONS SUR LES RÉSULTATS

	2006	2005
Chiffre d'affaires	$	$
Entreposage	**21 441 812**	20 423 527
Intérêts	**283 543**	139 567
	21 725 355	20 563 094

4 - INFORMATIONS SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations d'éléments du fonds de roulement se détaillent comme suit :

	2006	2005
	$	$
Débiteurs	**(59 374)**	(154 105)
Fournitures d'entretien et de réparations	**(7 977)**	(71 939)
Frais payés d'avance	**(79 853)**	62 875
Créditeurs	**(93 693)**	227 280
	(240 897)	64 111

Les flux de trésorerie se rapportant aux intérêts des activités d'exploitation se détaillent comme suit :

	2006	2005
	$	$
Intérêts versés	**2 465 337**	2 280 374

5 - DÉBITEURS

	2006	2005
Comptes clients	$	$
Société en commandite Gaz Métro	**2 041 735**	1 969 700
Intragaz Exploration, Société en commandite		236
Autres	**12 250**	24 675
	2 053 985	1 994 611

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2006

6 - IMMOBILISATIONS

	2006		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	**16 980 366**		**16 980 366**
Servitudes et aménagements	**3 621 399**	**975 221**	**2 646 178**
Réservoirs souterrains	**8 562 880**	**2 186 718**	**6 376 162**
Conduite de gaz	**11 756 296**	**2 571 946**	**9 184 350**
Puits et mécanique	**74 567 676**	**10 914 882**	**63 652 794**
Bâtiments et aménagements	**3 995 072**	**1 190 789**	**2 804 283**
Équipements lourds	**18 947 640**	**5 164 776**	**13 782 864**
Installations électroniques	**1 983 437**	**1 177 080**	**806 357**
Matériel roulant, outillage et mobilier	**613 829**	**462 756**	**151 073**
Équipement informatique	**677 008**	**631 111**	**45 897**
Pièces de rechange disponibles à long terme	**113 236**	**31 145**	**82 091**
	141 818 839	**25 306 424**	**116 512 415**
Projets en cours	**173 008**		**173 008**
Équipement lourd mis hors de service[a]	**297 305**		**297 305**
	142 289 152	**25 306 424**	**116 982 728**

	2005		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	16 980 366		16 980 366
Servitudes et aménagements	3 619 282	884 708	2 734 574
Réservoirs souterrains	7 722 903	1 981 397	5 741 506
Conduite de gaz	11 756 296	2 278 038	9 478 258
Puits et mécanique	73 626 257	9 059 808	64 566 449
Bâtiments et aménagements	3 919 892	1 089 973	2 829 919
Équipements lourds	17 721 466	4 523 073	13 198 393
Installations électroniques	1 972 711	1 088 402	884 309
Matériel roulant, outillage et mobilier	581 251	418 389	162 862
Équipement informatique	658 992	602 180	56 812
Pièces de rechange disponibles à long terme	113 236	27 370	85 866
	138 672 652	21 953 338	116 719 314
Projets en cours	1 825 788		1 825 788
Équipement lourd mis hors de service[a]	297 305		297 305
	140 795 745	21 953 338	118 842 407

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2006

6 - IMMOBILISATIONS (suite)

(a) Au cours de l'exercice 1994, la société a mis hors de service un compresseur en raison de dommages matériels. La société a décidé d'en réduire la valeur au montant recouvrable prévisible de la vente du compresseur. Cette immobilisation a donc été réduite d'un montant de 1 679 425 $ qui a été pris en charge dans l'exercice 1994 à titre de réduction de valeur d'un équipement, déduction faite du produit de l'assurance au montant de 213 072 $ et de l'amortissement cumulé y afférent de 251 950 $. À cet effet, la société a intenté une poursuite auprès des fournisseurs pour défaut de conception de ce compresseur et d'un équipement présenté sous la rubrique équipements lourds pour un montant de plus de 5 200 000 $ excluant les intérêts. Au cours de l'exercice, la société a réglé hors cours à l'amiable et a reçu un montant de 1 798 841 $ en règlement final, qui a été comptabilisé à l'état des résultats à titre de gain sur règlement d'un litige.

Au cours de l'exercice 2004, ce même équipement a fait l'objet d'une réduction de valeur suite à une offre d'achat déposée par un tiers. En 2005, cette immobilisation a été réduite d'un montant supplémentaire de 9 614 $ qui a été imputé aux charges de l'exercice à titre de réduction de valeur d'un équipement.

7 - CRÉDITEURS

	2006	2005
	$	$
Comptes courants		
Comptes fournisseurs et charges à payer		
Opérations courantes	**1 211 324**	993 983
Pour l'acquisition d'immobilisations	**67 602**	510 463
Société en commandite Gaz Métro	**43 102**	77 287
Intragaz inc.	**101 668**	369 553
Salaires et charges sociales	**109 516**	118 480
	1 533 212	2 069 766

8 - DETTE À LONG TERME

	2006	2005
	$	$
Emprunt à terme rotatif, garanti par une hypothèque portant sur l'universalité des biens présents et futurs, taux variable, exigible en totalité à l'échéance, échéant en septembre 2017 [(a)]	**41 000 000**	41 000 000
Obligation relative à un bien loué, 10,35 %, remboursable par versements mensuels de 83 $, capital et intérêts, échéant en juillet 2007	**604**	1 490
	41 000 604	41 001 490
Versements exigibles à court terme	**604**	885
	41 000 000	41 000 605

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2006

8 - DETTE À LONG TERME (suite)

Les versements estimatifs sur la dette à long terme au cours des cinq prochains exercices s'élèvent à 604 $ en 2007, 0 $ en 2008, 2 373 680 $ en 2009, 8 057 910 $ en 2010 et 8 457 420 $ en 2011.

(a) La société peut emprunter en vertu d'une convention de crédit un montant maximal de 60 000 000 $. Le montant maximal disponible est limité à la capacité de remboursement de la société qui est établie en fonction des prévisions des flux de trésorerie d'exploitation actualisés et de la valeur actualisée des fonds, nets des coûts d'extraction et de transport, pouvant être reçus lors de la vente du gaz coussin. Lorsque le solde de l'emprunt excède la capacité de remboursement de la société, l'excédent devient alors payable dans un délai de quatre-vingt-dix jours. C'est en relation avec cette clause que les versements sur cet emprunt ne débutent qu'en 2009. En vertu de cette convention de crédit, la société doit respecter certains ratios. Au 31 décembre 2006, ces ratios sont respectés.

9 - AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société participe à un REER collectif garantissant le paiement d'une contribution égale à la contribution de base de l'employé jusqu'à un maximum de 5 % du salaire annuel brut. La charge nette de la société au titre de ce REER collectif s'élève à 35 041 $ (37 456 $ en 2005).

10 - ENGAGEMENTS

La société s'est engagée auprès du ministère des Ressources naturelles du Québec pour une période de 20 ans jusqu'au 14 décembre 2017, tant qu'elle exploite le réservoir, à payer un loyer annuel établi selon le volume soutiré afin d'obtenir le droit d'exploiter le réservoir souterrain de St-Flavien. Le loyer annuel pour 2007 sera de 50 250 $ et pourrait atteindre jusqu'à 67 500 $, selon le volume utile développé.

La société s'est également engagée auprès du ministère des Ressources naturelles du Québec, d'après un bail d'exploitation échéant le 30 juin 2010, à verser une somme de 47 600 $ pour le droit d'exploiter le réservoir souterrain de Pointe-du-Lac. Les paiements minimums exigibles pour les quatre prochains exercices s'élèvent à 11 900 $ par année

11 - ÉVENTUALITÉ

Une lettre de garantie d'un montant de 1 201 823 $, échéant le 4 octobre 2007, a été émise à l'intention de la société de financement Dexia Credit Local NY Agency

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2006

12 - OPÉRATIONS CONCLUES AVEC UNE SOCIÉTÉ APPARENTÉE

Au cours de l'exercice, la société a versé des frais de gestion de 1 248 018 $ (1 811 414 $ en 2005) à Intragaz inc., l'associé commandité Ces opérations ont été conclues dans le cours normal des activités et mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur établie et acceptée par les parties.

13 - INSTRUMENTS FINANCIERS

Les méthodes et hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur estimative de chaque catégorie d'instruments financiers.

Juste valeur des instruments financiers à court terme

L'encaisse, les dépôts à terme, les débiteurs et les créditeurs sont des instruments financiers dont la juste valeur se rapproche de la valeur comptable en raison de leur échéance rapprochée

Dette à long terme

La juste valeur de l'emprunt à terme rotatif n'a pu être déterminée au prix d'un effort raisonnable car il est pratiquement impossible de trouver sur le marché un instrument financier qui présente essentiellement les mêmes caractéristiques économiques. La direction est d'avis que la juste valeur n'est pas significativement différente de la valeur comptable.

Intragaz, Société en commandite

États financiers
au 31 décembre 2007

Rapport des vérificateurs	2
États financiers	
Résultats	3
Capital	4
Flux de trésorerie	5
Bilan	6
Notes complémentaires	7 à 14

Raymond Chabot Grant Thornton

Raymond Chabot Grant Thornton S.E.N.C.R.L.
Comptables agréés

Rapport des vérificateurs

Aux associés de
Intragaz, Société en commandite

Nous avons vérifié le bilan de la société Intragaz, Société en commandite au 31 décembre 2007 et les états des résultats, du capital et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société au 31 décembre 2007, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Raymond Chabot Grant Thornton S.E.N.C.R.L.

Comptables agréés

Québec
Le 25 janvier 2008

140, Grande Allée Est
Bureau 200
Québec (Québec) G1R 5P7
Téléphone : (418) 647-3151
Télécopieur : (418) 647-5939
www.rcgt.com

Membre de Grant Thornton International

Intragaz, Société en commandite
Résultats
de l'exercice terminé le 31 décembre 2007

	2007	2006
	$	$
Chiffre d'affaires (note 4)	**20 764 977**	21 725 355
Frais directs	**3 038 237**	2 701 768
Bénéfice après frais directs	**17 726 740**	19 023 587
Frais de gestion	**1 294 501**	1 248 018
Frais bancaires	**189 572**	144 497
Intérêts sur la dette à long terme	**2 819 118**	2 465 337
Amortissement des immobilisations	**3 369 539**	3 353 086
Amortissement des frais de constitution	**7 616**	59 775
Amortissement des frais de financement reportés	**63 029**	60 973
	7 743 375	7 331 686
Bénéfice avant autres revenus (dépenses)	**9 983 365**	11 691 901
Autres revenus (dépenses)		
Gain sur règlement d'un litige		1 798 841
Réduction de valeur d'immobilisations		(69 317)
		1 729 524
Bénéfice net	**9 983 365**	13 421 425

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Capital
de l'exercice terminé le 31 décembre 2007

	2007				2006
	Intragaz inc.	Intragaz Holding, s.e.c.	Société en commandite Gaz Métro	Total	Total
	$	$	$	$	$
Solde au début	8 243	70 394 226	17 600 843	88 003 312	86 981 932
Redressement suite aux modifications comptables (note 2)	12	84 694	21 173	105 879	
Bénéfice net	1 115	7 985 809	1 996 441	9 983 365	13 421 425
	9 370	78 464 729	19 618 457	98 092 556	100 403 357
Retraits	3 574	25 597 169	6 399 257	32 000 000	12 400 045
Solde à la fin	5 796	52 867 560	13 219 200	66 092 556	88 003 312

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Flux de trésorerie
de l'exercice terminé le 31 décembre 2007

	2007	2006
	$	$
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	**9 983 365**	13 421 425
Éléments hors caisse		
Réduction de valeur d'immobilisations		69 317
Amortissement des immobilisations	**3 369 539**	3 353 086
Amortissement des frais de constitution	**7 616**	59 775
Amortissement des frais de financement reportés	**63 029**	60 973
	13 423 549	16 964 576
Variations d'éléments du fonds de roulement (note 5)	**243 535**	(240 897)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**13 667 084**	16 723 679
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Avances à Intragaz inc.		263 289
Immobilisations	**(287 477)**	(2 005 585)
Cession d'immobilisations	**45 088**	
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(242 389)**	(1 742 296)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Emprunts à long terme	**15 000 000**	
Remboursements d'emprunts	**(604)**	(886)
Retraits	**(32 000 000)**	(12 400 045)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**(17 000 604)**	(12 400 931)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(3 575 909)**	2 580 452
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	**7 681 727**	5 101 275
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	**4 105 818**	7 681 727
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		
Encaisse	**505 818**	781 727
Dépôts à terme	**3 600 000**	6 900 000
	4 105 818	7 681 727

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Bilan
au 31 décembre 2007

	2007 $	2006 $
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	**505 818**	781 727
Dépôts à terme, 3,8 % et 4,34 %, (3,9 % et 4,2 % en 2006), échéant en janvier 2008	**3 600 000**	6 900 000
Débiteurs (note 6)	**2 017 582**	2 053 985
Fournitures d'entretien et de réparations	**505 688**	583 984
Frais payés d'avance	**288 456**	315 610
	6 917 544	10 635 306
Immobilisations (note 7)	**113 855 578**	116 982 728
Frais reportés		388 496
Écart d'acquisition	**2 530 598**	2 530 598
	123 303 720	130 537 128
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs (note 8)	**1 634 894**	1 533 212
Versements sur la dette à long terme		604
	1 634 894	1 533 816
Dette à long terme (note 9)	**55 576 270**	41 000 000
	57 211 164	42 533 816
AVOIR DES ASSOCIÉS		
Capital	**66 092 556**	88 003 312
	123 303 720	130 537 128

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Approuvé,

Intragaz inc.

Société en commandite
Gaz Métro

Intragaz Holding, s.e.c.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2007

1 - NATURE DES ACTIVITÉS

La société en commandite, constituée en vertu des Lois de la province de Québec, a pour objet d'exploiter deux réservoirs souterrains de gaz naturel pour le compte de son unique client, Société en commandite Gaz Métro (ci-après « SCGM »), en vertu de deux contrats décrits ci-dessous :

- À la suite de l'approbation des tarifs par la Régie de l'Énergie, un contrat de service, échéant en avril 2010, est présentement en cours de négociation pour les capacités du site de Pointe-du-Lac;
- Un contrat de service pour le site de Saint-Flavien, valide pour une période de 15 ans à compter de la date de mise en service, soit le 12 avril 1998, et renouvelable selon certaines conditions pour une période additionnelle de 15 ans.

Ces contrats stipulent que les revenus générés par le service d'entreposage sont fonction de quatre tarifs reliés au volume utile, à la livraison de pointe ainsi qu'aux volumes soutirés et injectés. Les tarifs pour le volume utile et la livraison de pointe sont fixes et représentent environ 95 % des revenus totaux. De plus, le client s'est engagé à acquérir une capacité additionnelle développée en ce qui a trait au volume utile et possède un droit de premier refus sur d'éventuelles capacités additionnelles en livraison de pointe et de volume utile.

Les associés sont Intragaz inc., associé commandité, Société en commandite Gaz Métro et Intragaz Holding, Société en commandite. La société en commandite sera dissoute au plus tard en 2050.

2 - CHANGEMENTS DE MÉTHODES COMPTABLES

EN VIGUEUR

Modifications comptables - chapitre 1506

Le 1er janvier 2007, conformément aux dispositions transitoires applicables, la société a appliqué les recommandations du nouveau chapitre 1506, « Modifications comptables » du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés*. Ce nouveau chapitre, entrant en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2007, établit les critères de changement de méthodes comptables ainsi que le traitement comptable et l'information à fournir relative aux changements de méthodes comptables, aux changements d'estimations comptables et aux corrections d'erreurs. De plus, la nouvelle norme exige la communication des nouvelles sources premières des principes comptables généralement reconnus (PCGR) publiées mais non encore entrées en vigueur ou non encore adoptées par la société. La nouvelle norme n'a pas d'incidence sur les résultats financiers de la société.

Instruments financiers

Le 1er janvier 2007, conformément aux dispositions transitoires applicables, la société a adopté les nouvelles recommandations des chapitres 3855, « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », 1530, « Résultat étendu », 3861, « Instruments financiers – informations à fournir et présentation », et 3251, « Capitaux propres », du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés*.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2007

2 - CHANGEMENTS DE MÉTHODES COMPTABLES (suite)

Instruments financiers (suite)

Les chapitres 3855 et 3861 traitent de la comptabilisation, de l'évaluation, de la présentation et des informations à fournir à l'égard des instruments financiers et des dérivés non financiers dans les états financiers. Les dispositions transitoires de ces chapitres exigent que la société réévalue les actifs et les passifs financiers, le cas échéant, à l'ouverture de son exercice. Tout ajustement de la valeur comptable antérieure est comptabilisé comme ajustement du solde des bénéfices non répartis à l'ouverture de l'exercice d'adoption ou comme ajustement du solde d'ouverture d'un poste distinct du cumul des autres éléments du résultat étendu, le cas échéant. Tout ajustement de la valeur comptable antérieure est comptabilisé rétrospectivement sans retraitement des états financiers antérieurs.

Le chapitre 1530 traite des normes d'information et de la présentation du résultat étendu. Le chapitre 3251 traite des normes de présentation des capitaux propres et des variations des capitaux propres au cours de l'exercice. En vertu des dispositions transitoires de ces chapitres, les états financiers des exercices antérieurs de la société ne sont pas retraités.

L'adoption de ces nouvelles recommandations a eu les effets suivants sur le classement et l'évaluation des instruments financiers de la société, qui étaient antérieurement comptabilisés au coût :

- L'encaisse est classée comme actif financier détenu à des fins de transaction. Cette modification n'a eu aucun effet sur les états financiers au 31 décembre 2007;
- Les comptes clients sont classés comme prêts et créances. Les comptes clients sont évalués au coût après amortissement, lequel correspond généralement au montant comptabilisé initialement moins toute provision pour créances douteuses. Cette modification n'a eu aucun effet sur les états financiers au 31 décembre 2007;
- Les dépôts à terme sont classés dans la catégorie des placements détenus jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Cette modification n'a eu aucun effet sur les états financiers au 31 décembre 2007;
- La dette à long terme est classée comme autres passifs financiers. Elle est évaluée au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les frais de financement sont maintenant présentés en diminution de la dette à long terme et amortis selon la méthode du taux effectif. Au 1er janvier 2007, cette modification a entraîné une diminution des frais de financement reportés de 380 880 $ et de la dette à long terme de 486 759 $ ainsi qu'une augmentation du solde d'ouverture de l'avoir des associés de 105 879 $. Cette modification a eu pour effet d'augmenter l'amortissement des frais de financement reportés de 2 056 $ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2007

2 - CHANGEMENTS DE MÉTHODES COMPTABLES (suite)

FUTURES

Informations à fournir - Instruments financiers

En décembre 2006, l'ICCA a publié les nouveaux chapitres 3862, « Instruments financiers - informations à fournir » et 3863, « Instruments financiers - présentation » qui traitent de la présentation et des informations à fournir à l'égard des instruments financiers et des dérivés non financiers.

Ces nouvelles normes entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er octobre 2007 et la société les mettra en application à compter du 1er janvier 2008.

Les nouvelles normes comptables couvrent les informations à fournir et n'auront pas d'incidence sur les résultats financiers de la société.

3 - CONVENTIONS COMPTABLES

États financiers

Les états financiers ne tiennent compte que de l'actif, du passif, des revenus et des dépenses propres à l'exploitation de la société en commandite. L'état des résultats exclut les impôts sur les bénéfices des associés dans la détermination du bénéfice net de la société en commandite.

Estimations comptables

Pour dresser des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la direction de la société doit faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans les états financiers et les notes y afférentes. Ces estimations sont fondées sur la connaissance que la direction possède des événements en cours et sur les mesures que la société pourrait prendre à l'avenir. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La politique de la société est de présenter dans la trésorerie et équivalents de trésorerie l'encaisse et les placements dont le terme est égal ou inférieur à trois mois.

Constatation des produits

Les produits provenant de l'entreposage de gaz naturel sont constatés lorsque le service est rendu. De plus, le prix de vente doit être fixé et mesurable et le recouvrement raisonnablement assuré.

Les revenus d'intérêts sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice lorsqu'ils sont gagnés.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2007

3 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Amortissements

Les immobilisations sont amorties en fonction de leur durée probable d'utilisation selon la méthode de l'amortissement linéaire et les périodes suivantes :

Servitudes, aménagements, réservoirs souterrains, conduite de gaz, puits, mécanique et bâtiments	40 ans
Équipements lourds et pièces de rechange disponibles à long terme	20 à 30 ans
Installations électroniques	10 à 20 ans
Matériel roulant, outillage et mobilier	5 à 10 ans
Équipement informatique	5 ans

Les projets en cours, constitués de frais d'aménagement de réservoirs souterrains de gaz naturel et d'installation d'équipements, feront l'objet d'un amortissement lors de leur mise en service.

Frais reportés

Les frais reportés étaient constitués de frais engagés pour le financement à long terme et de frais de constitution.

Les frais de financement reportés sont amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif et présentés à l'encontre de la dette à long terme.

Les frais de constitution sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de cinq ans. Au 31 décembre 2007, ils sont complètement amortis.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition d'entreprises sur le montant net des valeurs attribuées aux éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge. L'écart d'acquisition n'est pas amorti. Il est soumis à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il a subi une dépréciation. Le test de dépréciation consiste en une comparaison de la juste valeur des unités d'exploitation de la société avec leur valeur comptable. Lorsque la valeur comptable d'une unité d'exploitation excède sa juste valeur, une perte de valeur est constatée pour un montant égal à l'excédent. La juste valeur d'une unité d'exploitation est calculée en fonction des flux de trésorerie actualisés.

4 - INFORMATIONS SUR LES RÉSULTATS

	2007	2006
	$	$
Chiffre d'affaires		
Entreposage	**20 304 870**	21 441 812
Intérêts	**460 107**	283 543
	20 764 977	21 725 355

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2007

5 - INFORMATIONS SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations d'éléments du fonds de roulement se détaillent comme suit :

	2007	2006
	$	$
Débiteurs	**36 403**	(59 374)
Fournitures d'entretien et de réparations	**78 296**	(7 977)
Frais payés d'avance	**27 154**	(79 853)
Créditeurs	**101 682**	(93 693)
	243 535	(240 897)

Les flux de trésorerie se rapportant aux intérêts des activités d'exploitation se détaillent comme suit :

	2007	2006
	$	$
Intérêts versés	**2 819 118**	2 465 337

6 - DÉBITEURS

	2007	2006
	$	$
Comptes clients		
Société en commandite Gaz Métro	**2 000 911**	2 041 735
Autres	**16 671**	12 250
	2 017 582	2 053 985

7 - IMMOBILISATIONS

	2007		
	Coût	**Amortissement cumulé**	**Coût non amorti**
	$	**$**	**$**
Terrains et gaz coussin	**16 980 366**		**16 980 366**
Servitudes et aménagements	**3 628 577**	**1 065 921**	**2 562 656**
Réservoirs souterrains	**8 571 900**	**2 401 015**	**6 170 885**
Conduite de gaz	**11 756 296**	**2 865 853**	**8 890 443**
Puits et mécanique	**74 675 512**	**12 773 609**	**61 901 903**
Bâtiments et aménagements	**4 053 492**	**1 290 257**	**2 763 235**
Équipements lourds	**19 115 291**	**5 810 414**	**13 304 877**
Installations électroniques	**1 995 096**	**1 266 341**	**728 755**
Matériel roulant, outillage et mobilier	**613 405**	**506 500**	**106 905**
Équipement informatique	**677 008**	**649 573**	**27 435**
Pièces de rechange disponibles à long terme	**410 541**	**34 919**	**375 622**
	142 477 484	**28 664 402**	**113 813 082**
Projets en cours	**42 496**		**42 496**
	142 519 980	**28 664 402**	**113 855 578**

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2007

7 - IMMOBILISATIONS

			2006
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	16 980 366		16 980 366
Servitudes et aménagements	3 621 399	975 221	2 646 178
Réservoirs souterrains	8 562 880	2 186 718	6 376 162
Conduite de gaz	11 756 296	2 571 946	9 184 350
Puits et mécanique	74 567 676	10 914 882	63 652 794
Bâtiments et aménagements	3 995 072	1 190 789	2 804 283
Équipements lourds	18 947 640	5 164 776	13 782 864
Installations électroniques	1 983 437	1 177 080	806 357
Matériel roulant, outillage et mobilier	613 829	462 756	151 073
Équipement informatique	677 008	631 111	45 897
Pièces de rechange disponibles à long terme	410 541	31 145	379 396
	142 116 144	25 306 424	116 809 720
Projets en cours	173 008		173 008
	142 289 152	25 306 424	116 982 728

8 - CRÉDITEURS

	2007	2006
	$	$
Comptes fournisseurs et charges à payer		
Société en commandite Gaz Métro	**53 423**	43 102
Intragaz inc.	**105 610**	101 668
Autres		
Opérations courantes	**1 378 926**	1 211 324
Acquisition d'immobilisations		67 602
Salaires et charges sociales	**96 935**	109 516
	1 634 894	1 533 212

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2007

9 - DETTE À LONG TERME

	2007	2006
	$	$
Emprunt à terme rotatif d'un solde de 56 000 000 $ présenté net des frais de financement non amortis au montant de 423 730 $, garanti par une hypothèque portant sur l'universalité des biens présents et futurs, taux variant de 5,43 % à 6,628 %, exigible en totalité à l'échéance, échéant en septembre 2017 (a)	**55 576 270**	41 000 000
Obligation relative à un bien loué remboursée au cours de l'exercice		604
	55 576 270	41 000 604
Versements exigibles à court terme		604
	55 576 270	41 000 000

Les versements estimatifs sur la dette à long terme au cours des cinq prochains exercices s'élèvent à 0 $ en 2008, 5 410 000 $ en 2009, 9 982 000 $ en 2010, 10 851 000 $ en 2011 et à 10 686 000 $ en 2012.

(a) La société a emprunté en vertu d'une convention de crédit un montant de 56 000 000 $. Depuis le 1er septembre 2007, la société ne peut plus emprunter en vertu de cette convention de crédit. Le montant maximal disponible est limité à la capacité de remboursement de la société qui est établie en fonction des prévisions des flux de trésorerie d'exploitation actualisés et de la valeur actualisée des fonds, nets des coûts d'extraction et de transport, pouvant être reçus lors de la vente du gaz coussin. Lorsque le solde de l'emprunt excède la capacité de remboursement de la société, l'excédent devient alors payable dans un délai de quatre-vingt-dix jours. En relation avec cette clause, les versements sur cet emprunt ne débutent qu'en 2009. En vertu de cette convention de crédit, la société doit respecter certains ratios. Au 31 décembre 2007, ces ratios sont respectés.

10 - AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société participe à un REER collectif garantissant le paiement d'une contribution égale à la contribution de base de l'employé jusqu'à un maximum de 5 % du salaire annuel brut. La charge nette de la société au titre de ce REER collectif s'élève à 35 240 $ (35 041 $ en 2006).

11 - ENGAGEMENTS

La société s'est engagée auprès du ministère des Ressources naturelles du Québec pour une période de 20 ans jusqu'au 14 décembre 2018, tant qu'elle exploite le réservoir, à payer un loyer annuel établi selon le volume soutiré afin d'obtenir le droit d'exploiter le réservoir souterrain de St-Flavien. Le loyer annuel pour 2007 sera de 50 250 $ et pourrait atteindre jusqu'à 67 500 $, selon le volume utile développé.

La société s'est également engagée auprès du ministère des Ressources naturelles du Québec, d'après un bail d'exploitation échéant le 30 juin 2010, à verser une somme de 37 500 $ pour le droit d'exploiter le réservoir souterrain de Pointe-du-Lac. Les paiements minimums exigibles pour les trois prochains exercices s'élèvent à 11 900 $ par année.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2007

12 - ÉVENTUALITÉ

Une lettre de garantie d'un montant de 1 293 775 $, renouvelable annuellement, a été émise à l'intention de la société de financement Dexia Credit Local NY Agency.

13 - OPÉRATIONS CONCLUES AVEC UNE SOCIÉTÉ APPARENTÉE

Au cours de l'exercice, la société a versé des frais de gestion de 1 294 501 $ (1 248 018 $ en 2006) à Intragaz inc., associé commandité. Ces opérations ont été conclues dans le cours normal des activités et mesurées à la valeur d'échange.

14 - INSTRUMENTS FINANCIERS

Juste valeur des instruments financiers à court terme

La juste valeur des actifs et des passif financiers à court terme est égale à la valeur comptable en raison de leur échéance rapprochée.

Dette à long terme

La juste valeur de la dette à long terme est déterminée en actualisant les flux monétaires futurs au taux dont la société pourrait actuellement se prévaloir pour des emprunts comportants des conditions et des échéances similaires. La juste valeur est égale à la valeur comptable.

Intragaz, Société en commandite

États financiers
au 31 décembre 2008

Rapport des vérificateurs	2
États financiers	
Résultats	3
Capital	4
Flux de trésorerie	5
Bilan	6
Notes complémentaires	7 à 15

Raymond Chabot
Grant Thornton

Rapport des vérificateurs

Raymond Chabot Grant Thornton
S.E.N.C.R.L.
Bureau 400
5700, rue J.-B.-Michaud
Lévis (Québec) G6V 0B1

Téléphone : 418 835-3965
Télécopieur : 418 835-3975
www.rcgt.com

Aux associés de
Intragaz, Société en commandite

Nous avons vérifié le bilan de la société Intragaz, Société en commandite au 31 décembre 2008 et les états des résultats, du capital et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société au 31 décembre 2008, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Raymond Chabot Grant Thornton S.E.N.C.R.L.[1]

Lévis, le 27 janvier 2009

[1] Comptable agréé auditeur permis n°18585

Intragaz, Société en commandite
Résultats
de l'exercice terminé le 31 décembre 2008

	2008	2007
	$	$
Chiffre d'affaires (note 4)	**22 084 218**	20 764 977
Frais directs	**2 773 355**	3 038 237
Bénéfice après frais directs	**19 310 863**	17 726 740
Frais de gestion	**943 204**	1 294 501
Frais bancaires	**85 849**	189 572
Intérêts sur la dette à long terme	**3 473 506**	2 882 147
Amortissement des immobilisations	**3 354 047**	3 369 539
Amortissement des frais de constitution		7 616
	7 856 606	7 743 375
Bénéfice net	**11 454 257**	9 983 365

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Capital
de l'exercice terminé le 31 décembre 2008

				2008	2007
	Intragaz inc.	Intragaz Holding, s.e.c.	Société en commandite Gaz Métro	Total	Total
	$	$	$	$	$
Solde au début	**5 796**	**52 867 560**	**13 219 200**	**66 092 556**	88 003 312
Redressement suite aux modifications comptables					105 879
Bénéfice net	**1 279**	**9 162 393**	**2 290 585**	**11 454 257**	9 983 365
	7 075	**62 029 953**	**15 509 785**	**77 546 813**	98 092 556
Retraits	**1 498**	**10 718 850**	**2 679 698**	**13 400 046**	32 000 000
Solde à la fin	**5 577**	**51 311 103**	**12 830 087**	**64 146 767**	66 092 556

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Flux de trésorerie
de l'exercice terminé le 31 décembre 2008

	2008	2007
	$	$
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	**11 454 257**	9 983 365
Éléments hors caisse		
Amortissement des immobilisations	**3 354 047**	3 369 539
Amortissement des frais de constitution		7 616
Amortissement des frais de financement reportés	**82 643**	63 029
	14 890 947	13 423 549
Variations d'éléments du fonds de roulement (note 5)	**(206 457)**	243 535
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**14 684 490**	13 667 084
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Immobilisations	**(197 854)**	(287 477)
Cession d'immobilisations		45 088
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(197 854)**	(242 389)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Emprunts à long terme		15 000 000
Remboursements d'emprunts		(604)
Retraits	**(13 400 046)**	(32 000 000)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**(13 400 046)**	(17 000 604)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**1 086 590**	(3 575 909)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	**4 105 818**	7 681 727
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	**5 192 408**	4 105 818
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		
Encaisse	**342 408**	505 818
Dépôts à terme	**4 850 000**	3 600 000
	5 192 408	4 105 818

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers

Intragaz, Société en commandite
Bilan
au 31 décembre 2008

	2008	2007
	$	$
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	**342 408**	505 818
Dépôts à terme, 1,15 % et 1,5 %, (3,8 % et 4,34 % en 2007), échéant en janvier 2009	**4 850 000**	3 600 000
Débiteurs (note 6)	**2 040 571**	2 017 582
Fournitures d'entretien et de réparations	**499 814**	505 688
Frais payés d'avance	**278 771**	288 456
	8 011 564	6 917 544
Immobilisations (note 7)	**110 699 385**	113 855 578
Écart d'acquisition	**2 530 598**	2 530 598
	121 241 547	123 303 720
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs (note 8)	**1 435 867**	1 634 894
Versements sur la dette à long terme	**6 571 000**	
	8 006 867	1 634 894
Dette à long terme (note 9)	**49 087 913**	55 576 270
	57 094 780	57 211 164
AVOIR DES ASSOCIÉS		
Capital	**64 146 767**	66 092 556
	121 241 547	123 303 720

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Approuvé,

Intragaz inc.

Société en commandite
Gaz Métro

Intragaz Holding, s.e.c.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2008

1 - NATURE DES ACTIVITÉS

La société en commandite, constituée en vertu des Lois de la province de Québec, exploite deux réservoirs souterrains de gaz naturel pour le compte de son unique client, Société en commandite Gaz Métro (ci-après « SCGM »), en vertu de deux contrats décrits ci-dessous :

- Un contrat de service pour le site de Pointe-du-Lac, valide pour une période de 5 ans à compter d'avril 2006 et dont chacune des parties peuvent y mettre fin à compter d'avril 2010 moyennant un préavis d'un an;
- Un contrat de service pour le site de Saint-Flavien, valide pour une période de 15 ans à compter de la date de mise en service, soit le 12 avril 1998, et renouvelable selon certaines conditions pour une période additionnelle de 15 ans.

Ces contrats stipulent que les revenus générés par le service d'entreposage sont fonction de quatre tarifs reliés au volume utile, à la livraison de pointe ainsi qu'aux volumes soutirés et injectés. Les tarifs pour le volume utile et la livraison de pointe sont fixes et représentent environ 95 % des revenus totaux. De plus, le client s'est engagé à acquérir une capacité additionnelle développée en ce qui a trait au volume utile (Saint-Flavien) et possède un droit de premier refus (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien) sur d'éventuelles capacités additionnelles en livraison de pointe et de volume utile.

Les associés sont Intragaz inc., associé commandité, Société en commandite Gaz Métro et Intragaz Holding, Société en commandite. La société en commandite sera dissoute au plus tard en 2050.

2 - MODIFICATIONS COMPTABLES

Normes récentes adoptées

Instruments financiers - Informations à fournir et présentation

Le chapitre 3862, « Instruments financiers - Informations à fournir », décrit l'information à fournir par les entités relativement à l'importance des instruments financiers par rapport à la situation financière et la performance financière de l'entité ainsi que la nature et l'ampleur des risques découlant des intruments financiers auxquels l'entité est exposée et la façon dont l'entité gère ces risques. Le chapitre 3863, « Instruments financiers - présentation », établit les normes de présentation pour les instruments financiers et les dérivés non financiers. Ces chapitres complètent les principes de comptabilisation, d'évaluation et de présentation des instruments financiers énoncés dans le chapitre 3855, « Instruments financiers - Évaluation et comptabilisation », et le chapitre 3865, « Couvertures », et ils viennent remplacer les normes de présentation du chapitre 3861, « Instruments financiers - Informations à fournir et présentation ». Les nouvelles exigences couvrent seulement les informations à fournir et n'ont pas d'incidence sur les résultats de la société.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2008

2 - MODIFICATIONS COMPTABLES (suite)

Normes comptables futures

Informations à fournir concernant le capital

L'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) a publié en décembre 2006 le chapitre 1535, « Informations à fournir concernant le capital », et l'a modifié en juillet 2008, afin d'exempter les entreprises sans obligation de rendre des comptes de certaines exigences contenues dans le chapitre. Le chapitre exige que ces entreprises, qui sont soumises à des exigences concernant le capital en vertu de règles extérieures, fournissent les informations propres à permettre aux utilisateurs de leurs états financiers d'évaluer l'effet de ces exigences. Cette nouvelle norme entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er août 2008 et la société la mettra en application à compter du 1er janvier 2009. La nouvelle norme comptable couvre seulement les informations à fournir et n'a pas d'incidence sur les états financiers de la société.

Écart d'acquisition

En février 2008, l'ICCA a publié le nouveau chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », afin de remplacer le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels ». La publication de ce nouveau chapitre a entraîné le retrait du chapitre 3450, « Frais de recherche et de développement », ainsi que des modifications corrélatives à certaines recommandations du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés*. Le nouveau chapitre établit des normes de comptabilisation, d'évaluation, de présentation et d'informations à fournir à l'égard des écarts d'acquisition des entités à but lucratif. Ce nouveau chapitre entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er octobre 2008 et la société le mettra en application à compter du 1er janvier 2009. La direction de la société estime que cette nouvelle norme n'aura pas d'incidence sur les états financiers.

Juste valeur des actifs financiers et passifs financiers

L'ICCA a publié, le 20 janvier 2009, le CPN-173, « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers », qui apporte une précision au chapitre 3855, « Instruments financiers - information à fournir et présentation » quant à la détermination de la juste valeur d'actifs financiers et de passifs financiers. Ce CPN précise que le risque de crédit propre à l'entité et le risque de crédit de la contrepartie devraient être pris en compte dans la détermination de la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés. Cette recommandation est applicable rétroactivement, sans retraitement des états financiers des périodes antérieures, à tous les actifs financiers et passifs financiers évalués à leur juste valeur dans les états financiers annuels se terminant à la date de parution de l'abrégé, soit le 20 janvier ou après. Intragaz Société en commandite adoptera cette recommandation au cours de son prochain exercice financier qui se terminera le 31 décembre 2009. La société évalue présentement l'incidence de cette nouvelle recommandation sur ses états financiers.

3 - CONVENTIONS COMPTABLES

États financiers

Les états financiers ne tiennent compte que de l'actif, du passif, des revenus et des dépenses propres à l'exploitation de la société en commandite. L'état des résultats exclut les impôts sur les bénéfices des associés dans la détermination du bénéfice net de la société en commandite.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2008

3 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Base de présentation

Les états financiers sont préparés selon la méthode du coût historique. Aucune information sur la juste valeur n'est présentée lorsque la juste valeur se rapproche de la valeur comptable.

Estimations comptables

Pour dresser des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la direction de la société doit faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans les états financiers et les notes y afférentes. Ces estimations sont fondées sur la connaissance que la direction possède des événements en cours et sur les mesures que la société pourrait prendre à l'avenir. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations.

Actifs et passifs financiers

Lors de la comptabilisation initiale, tous les actifs et les passifs financiers sont évalués et comptabilisés à leur juste valeur, à l'exception des actifs et des passifs financiers qui découlent de certaines opérations entre apparentés. Par la suite, les actifs et les passifs financiers sont évalués et comptabilisés comme il est décrit ci-après.

Actif financier détenu à des fins de transaction

L'encaisse est classée comme actif financier détenu à des fins de transaction et est évaluée à la juste valeur.

Placements détenus jusqu'à échéance et prêts et créances

Les dépôts à terme sont classés comme placements détenus jusqu'à échéance et les débiteurs sont classés comme prêts et créances. Ils sont évalués au coût après amortissement calculé selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Lorsque les débiteurs ne sont plus recouvrables, ils sont alors radiés. Les recouvrements subséquents de montants radiés sont crédités à l'état des résultats et présentés dans les frais de gestion.

Autres passifs financiers

Les créditeurs et la dette à long terme sont classés comme autres passifs financiers et sont évalués au coût après amortissement calculé selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La politique de la société est de présenter dans la trésorerie et équivalents de trésorerie l'encaisse et les placements dont le terme est égal ou inférieur à trois mois à compter de la date d'acquisition.

Constatation des produits

Les produits provenant de l'entreposage de gaz naturel sont constatés lorsque le service est rendu. De plus, le prix de vente doit être fixé et mesurable et le recouvrement raisonnablement assuré.

Les revenus d'intérêts sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice lorsqu'ils sont gagnés.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2008

3 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Amortissements

Les immobilisations sont amorties en fonction de leur durée probable d'utilisation selon la méthode de l'amortissement linéaire et les périodes suivantes :

Servitudes, aménagements, réservoirs souterrains, conduite de gaz, puits, mécanique et bâtiments	40 ans
Équipements lourds et pièces de rechange disponibles à long terme	20 à 30 ans
Installations électroniques	10 à 20 ans
Matériel roulant, outillage et mobilier	5 à 10 ans
Équipement informatique	5 ans

Les projets en cours, constitués de frais d'aménagements de réservoirs souterrains de gaz naturel et d'installations d'équipements, feront l'objet d'un amortissement lors de leur mise en service.

Frais de financement reportés

Les frais de financement reportés sont amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif et présentés à l'encontre de la dette à long terme.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition d'entreprises sur le montant net des valeurs attribuées aux éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge. L'écart d'acquisition n'est pas amorti. Il est soumis à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il a subi une dépréciation. Le test de dépréciation consiste en une comparaison de la juste valeur des unités d'exploitation de la société avec leur valeur comptable. Lorsque la valeur comptable d'une unité d'exploitation excède sa juste valeur, une perte de valeur est constatée pour un montant égal à l'excédent. La juste valeur d'une unité d'exploitation est calculée en fonction des flux de trésorerie actualisés.

4 - INFORMATIONS SUR LES RÉSULTATS

	2008	2007
	$	$
Chiffre d'affaires		
Entreposage	**21 854 224**	20 304 870
Revenus d'intérêts		
Actif financier détenu à des fins de transaction	**8 030**	21 880
Placements détenus jusqu'à échéance	**174 323**	438 227
Autres	**47 641**	
	22 084 218	20 764 977

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2008

5 - INFORMATIONS SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations d'éléments du fonds de roulement se détaillent comme suit :

	2008	2007
	$	$
Débiteurs	(22 989)	36 403
Fournitures d'entretien et de réparations	5 874	78 296
Frais payés d'avance	9 685	27 154
Créditeurs	(199 027)	101 682
	(206 457)	243 535

Les flux de trésorerie se rapportant aux intérêts des activités d'exploitation se détaillent comme suit :

	2008	2007
	$	$
Intérêts versés	3 401 218	2 686 425

6 - DÉBITEURS

	2008	2007
	$	$
Comptes clients		
Société en commandite Gaz Métro	2 038 992	2 000 911
Autres	1 579	16 671
	2 040 571	2 017 582

7 - IMMOBILISATIONS

	2008		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	16 980 366		16 980 366
Servitudes et aménagements	3 706 297	1 157 626	2 548 671
Réservoirs souterrains	8 571 900	2 615 313	5 956 587
Conduite de gaz	11 756 296	3 159 761	8 596 535
Puits et mécanique	74 714 903	14 641 517	60 073 386
Bâtiments et aménagements	4 053 492	1 391 594	2 661 898
Équipements lourds	19 196 640	6 461 407	12 735 233
Installations électroniques	2 002 887	1 349 976	652 911
Matériel roulant, outillage et mobilier	632 517	542 231	90 286
Équipement informatique	691 995	660 330	31 665
Pièces de rechange disponibles à long terme	410 541	38 694	371 847
	142 717 834	32 018 449	110 699 385

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2008

7 - IMMOBILISATIONS (suite)

			2007
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	16 980 366		16 980 366
Servitudes et aménagements	3 628 577	1 065 921	2 562 656
Réservoirs souterrains	8 571 900	2 401 015	6 170 885
Conduite de gaz	11 756 296	2 865 853	8 890 443
Puits et mécanique	74 675 512	12 773 609	61 901 903
Bâtiments et aménagements	4 053 492	1 290 257	2 763 235
Équipements lourds	19 115 291	5 810 414	13 304 877
Installations électroniques	1 995 096	1 266 341	728 755
Matériel roulant, outillage et mobilier	613 405	506 500	106 905
Équipement informatique	677 008	649 573	27 435
Pièces de rechange disponibles à long terme	410 541	34 919	375 622
	142 477 484	28 664 402	113 813 082
Projets en cours	42 496		42 496
	142 519 980	28 664 402	113 855 578

8 - CRÉDITEURS

	2008	2007
	$	$
Comptes fournisseurs et charges à payer		
Société en commandite Gaz Métro	**53 770**	53 423
Intragaz inc.	**69 217**	105 610
Autres	**223 359**	395 793
Salaires et charges sociales	**105 924**	96 935
Taxes à la consommation à payer	**204 169**	193 350
Intérêts à payer	**779 428**	789 783
	1 435 867	1 634 894

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2008

9 - DETTE À LONG TERME

	2008	2007
	$	$
Emprunt à terme présenté net des frais de financement non amortis au montant de 341 087 $ (423 730 $ en 2007), garanti par une hypothèque portant sur l'universalité des biens présents et futurs, taux variant de 3,325 % à 6,628 % (5,43 % à 6,628 % en 2007), exigible en totalité à l'échéance, échéant en septembre 2017 (a)	**55 658 913**	55 576 270
Versements exigibles à court terme	**6 571 000**	
	49 087 913	55 576 270

Les versements estimatifs sur la dette à long terme au cours des cinq prochains exercices s'élèvent à 6 571 000 $ en 2009, 10 864 000 $ en 2010, 10 671 000 $ en 2011, 11 672 000 $ en 2012 et à 10 715 000 $ en 2013.

(a) La société a emprunté 56 000 000 $ en vertu d'une convention de crédit. Depuis le 1er septembre 2007, la société ne peut plus emprunter en vertu de cette convention de crédit. Le montant maximal disponible est limité à la capacité de remboursement de la société qui est établie en fonction des prévisions des flux de trésorerie d'exploitation actualisés et de la valeur actualisée des fonds, nets des coûts d'extraction et de transport, pouvant être reçus lors de la vente du gaz coussin. Lorsque le solde de l'emprunt excède la capacité de remboursement de la société, l'excédent devient alors payable dans un délai de quatre-vingt-dix jours. En relation avec cette clause, les versements sur cet emprunt ne débutent qu'en 2009. En vertu de cette convention de crédit, la société doit respecter certains ratios. Au 31 décembre 2008, ces ratios sont respectés.

10 - AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société participe à un RÉER collectif garantissant le paiement d'une contribution égale à la contribution de base de l'employé jusqu'à un maximum de 5 % du salaire annuel brut. La charge nette de la société au titre de ce RÉER collectif s'élève à 33 466 $ (35 240 $ en 2007).

11 - ENGAGEMENTS

La société s'est engagée, auprès du ministère des Ressources naturelles du Québec pour une période de 20 ans jusqu'au 14 décembre 2018, tant qu'elle exploite le réservoir, à payer un loyer annuel établi selon le volume soutiré afin d'obtenir le droit d'exploiter le réservoir souterrain de Saint-Flavien. Le loyer annuel pour 2009 sera de 50 250 $ et pourrait atteindre jusqu'à 67 500 $, selon le volume utile développé.

La société s'est également engagée, auprès du ministère des Ressources naturelles du Québec, d'après un bail d'exploitation échéant le 30 juin 2010, à verser 23 800 $ pour le droit d'exploiter le réservoir souterrain de Pointe-du-Lac. Les paiements minimums exigibles pour les deux prochains exercices s'élèvent à 11 900 $ par année.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2008

12 - ÉVENTUALITÉ

Une lettre de garantie de 1 704 462 $, renouvelable annuellement, a été émise à l'intention de la société de financement Dexia Credit Local NY Agency.

13 - OPÉRATIONS CONCLUES AVEC UNE SOCIÉTÉ APPARENTÉE

Au cours de l'exercice, la société a versé des frais de gestion de 943 204 $ (1 294 501 $ en 2007) à Intragaz inc., associé commandité. Ces opérations ont été conclues dans le cours normal des activités et sont mesurées à la valeur d'échange.

14 - INSTRUMENTS FINANCIERS

Dette à long terme

La juste valeur de la dette à long terme est déterminée en actualisant les flux monétaires futurs au taux dont la société pourrait actuellement se prévaloir pour des emprunts comportants des conditions et des échéances similaires. La juste valeur de la dette au 31 décembre 2008 est évaluée à 59 981 707 $.

15 - OBJECTIFS ET POLITIQUES EN MATIÈRE DE GESTION DES RISQUES FINANCIERS ET RISQUES FINANCIERS

Objectifs et politiques en matière de gestion des risques financiers

La société est exposée à divers risques financiers qui résultent à la fois de ses opérations et de ses activités d'investissement. La gestion des risques financiers est effectuée par la direction de la société.

La société ne conclut pas de contrats visant des instruments financiers, incluant des dérivés financiers à des fins spéculatives.

Risques financiers

Les principaux risques financiers auxquels la société est exposée ainsi que les politiques en matière de gestion des risques financiers sont détaillés ci-après.

Risque de crédit

En règle générale, la valeur comptable au bilan des actifs financiers de la société exposés au risque de crédit, après déduction des provisions applicables pour pertes, représente le montant maximum du risque de crédit auquel la société est exposée. Le risque de crédit de la société provient principalement de l'encaisse, des dépôts à terme et des débiteurs.

Concentration du risque de crédit

Au 31 décembre 2008, la quasi-totalité de l'encaisse et des dépôts à terme est détenue auprès d'une seule institution financière.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2008

15 - OBJECTIFS ET POLITIQUES EN MATIÈRE DE GESTION DES RISQUES FINANCIERS ET RISQUES FINANCIERS (suite)

Risque de liquidité

La gestion du risque de liquidité vise à maintenir un montant suffisant de trésorerie et d'équivalents de trésorerie. La société établit des prévisions budgétaires et de trésorerie afin de s'assurer qu'elle dispose des fonds nécessaires pour rencontrer ses obligations.

Risque de taux d'intérêt

Les dépôts à terme et la dette à long terme portent intérêt à taux fixes et exposent donc la société au risque de variations de la juste valeur découlant des fluctuations du taux d'intérêt. La direction de la société estime que le risque de taux d'intérêt relatif aux dépôts à terme est limité compte tenu de la courte durée de détention.

16 - CHIFFRES DE L'EXERCICE PRÉCÉDENT

Certaines données correspondantes founies pour l'exercice précédent ont été reclassées en fonction de la présentation adoptée pour le présent exercice.

Intragaz, Société en commandite

États financiers
au 31 décembre 2009

Rapport des vérificateurs	2
États financiers	
Résultats	3
Capital	4
Flux de trésorerie	5
Bilan	6
Notes complémentaires	7 - 14

Raymond Chabot
Grant Thornton

Rapport des vérificateurs

Raymond Chabot Grant Thornton
S.E.N.C.R.L.
Bureau 400
5700, rue J.-B.-Michaud
Lévis (Québec) G6V 0B1

Téléphone : 418 835-3965
Télécopieur : 418 835-3975
www rcgt com

Aux associés de
Intragaz, Société en commandite

Nous avons vérifié le bilan de Intragaz, Société en commandite au 31 décembre 2009 et les états des résultats, du capital et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société au 31 décembre 2009 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Raymond Chabot Grant Thornton S.E.N.C.R.L.[1]

Lévis, le 26 janvier 2010

[1] Comptable agréé auditeur permis nº 18585

Intragaz, Société en commandite
Résultats
de l'exercice terminé le 31 décembre 2009

	2009	2008
	$	$
Chiffre d'affaires (note 4)	**22 486 658**	22 084 218
Frais directs	**3 061 799**	2 773 355
Bénéfice brut	**19 424 859**	19 310 863
Frais d'exploitation		
Frais de gestion	**1 865 756**	943 204
Frais bancaires	**85 270**	78 688
Intérêts sur la dette à long terme	**2 937 571**	3 480 667
Amortissement des immobilisations	**3 377 498**	3 354 047
	8 266 095	7 856 606
Bénéfice net	**11 158 764**	11 454 257

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Capital
de l'exercice terminé le 31 décembre 2009

				2009	2008
	Intragaz inc.	Intragaz Holding, s.e.c	Société en commandite Gaz Métro	Total	Total
	$	$	$	$	$
Solde au début	**5 577**	**51 311 103**	**12 830 087**	**64 146 767**	66 092 556
Bénéfice net	**1 246**	**8 926 024**	**2 231 494**	**11 158 764**	11 454 257
	6 823	**60 237 127**	**15 061 581**	**75 305 531**	77 546 813
Distribution aux associés	**916**	**6 559 292**	**1 639 815**	**8 200 023**	13 400 046
Solde à la fin	**5 907**	**53 677 835**	**13 421 766**	**67 105 508**	64 146 767

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Flux de trésorerie
de l'exercice terminé le 31 décembre 2009

	2009	2008
	$	$
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	**11 158 764**	11 454 257
Éléments hors caisse		
Amortissement des immobilisations	**3 377 498**	3 354 047
Amortissement des frais de financement reportés	**106 602**	82 643
Variations d'éléments du fonds de roulement (note 5)	**108 190**	(206 457)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**14 751 054**	14 684 490
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Avance à Intragaz Exploration, s.e.c.	**(350 429)**	
Immobilisations	**(2 138 317)**	(197 854)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(2 488 746)**	(197 854)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Remboursements d'emprunts	**(4 000 000)**	
Distribution aux associés	**(8 200 023)**	(13 400 046)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**(12 200 023)**	(13 400 046)
Augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**62 285**	1 086 590
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	**5 192 408**	4 105 818
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	**5 254 693**	5 192 408
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		
Encaisse	**354 693**	342 408
Dépôts à terme	**4 900 000**	4 850 000
	5 254 693	5 192 408

Au cours de l'exercice, la société à acquis pour 59 615 $ en immobilisations qui sont incluses dans les comptes fournisseurs et charges à payer au 31 décembre 2009.

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Bilan
au 31 décembre 2009

	2009	2008
	$	$
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	**354 693**	342 408
Dépôts à terme, 0,10 % et 0,25 %, (1,15 % et 1,5 % en 2008), échéant en janvier 2010	**4 900 000**	4 850 000
Débiteurs (note 6)	**2 449 712**	2 040 571
Fournitures d'entretien et de réparations	**467 160**	499 814
Frais payés d'avance	**271 631**	278 771
	8 443 196	8 011 564
Immobilisations (note 7)	**109 519 819**	110 699 385
Écart d'acquisition	**2 530 598**	2 530 598
	120 493 613	121 241 547
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs (note 8)	**1 622 590**	1 435 867
Versements sur la dette à long terme	**11 411 000**	6 571 000
	13 033 590	8 006 867
Dette à long terme (note 9)	**40 354 515**	49 087 913
	53 388 105	57 094 780
AVOIR DES ASSOCIÉS		
Capital	**67 105 508**	64 146 767
	120 493 613	121 241 547

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz inc.

Société en commandite Gaz Métro

Intragaz Holding, s.e.c.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2009

1 - NATURE DES ACTIVITÉS

La société en commandite, constituée en vertu des Lois de la province de Québec, exploite deux réservoirs souterrains de gaz naturel pour le compte de son unique client, Société en commandite Gaz Métro, (ci-après « SCGM »), en vertu de deux contrats décrits ci-dessous :

- Un contrat de service pour le site de Pointe-du-Lac, valide pour une période de 5 ans à compter d'avril 2006;

- Un contrat de service pour le site de Saint-Flavien, valide pour une période de 15 ans à compter de la date de mise en service, soit le 12 avril 1998, et renouvelable selon certaines conditions pour une période additionnelle de 15 ans.

Ces contrats stipulent que les revenus générés par le service d'entreposage sont fonction de quatre tarifs reliés au volume utile, à la livraison de pointe ainsi qu'aux volumes soutirés et injectés. Les tarifs pour le volume utile et la livraison de pointe sont fixes et représentent environ 95 % des revenus totaux. De plus, le client s'est engagé à acquérir une capacité additionnelle développée en ce qui a trait au volume utile (Saint-Flavien) et possède un droit de premier refus (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien) sur d'éventuelles capacités additionnelles en livraison de pointe et de volume utile.

Les associés sont Intragaz inc., l'associé commandité, Société en commandite Gaz Métro et Intragaz Holding, Société en commandite. La société en commandite sera dissoute au plus tard en 2050.

2 - MODIFICATIONS COMPTABLES

Normes récentes adoptées

Informations à fournir concernant le capital

Le 1er janvier 2009, conformément aux dispositions transitoires applicables, la société a appliqué les recommandations du chapitre 1535, « Informations à fournir concernant le capital », du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* relativement aux entreprises sans obligation publique de rendre des comptes. Les nouvelles recommandations, entrant en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er août 2008, exigent que ces entreprises, qui sont soumises à des exigences concernant leur capital en vertu de règles extérieures, fournissent les informations propres à permettre aux utilisateurs de leurs états financiers d'évaluer l'effet de ces exigences. La nouvelle norme comptable couvre seulement les informations à fournir et n'a pas d'incidence sur les résultats financiers de la société.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2009

2 - MODIFICATIONS COMPTABLES (suite)

Écart d'acquisition

Le 1er janvier 2009, conformément aux dispositions transitoires applicables, la société a appliqué les recommandations du nouveau chapitre 3064, « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés*. Ce nouveau chapitre, entrant en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er octobre 2008, établit des normes de comptabilisation, d'évaluation, de présentation et d'informations à fournir à l'égard des écarts d'acquisition et des actifs incorporels des entités à but lucratif. Il clarifie la comptabilisation des actifs incorporels et traite de la comptabilisation des actifs incorporels générés en interne. Toutefois, les normes relatives aux écarts d'acquisition sont identiques à celles qui étaient contenues dans le chapitre 3062, « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels ». L'adoption de ce nouveau chapitre n'a entraîné aucune incidence sur les états financiers de la société.

Juste valeur des actifs financiers et passifs financiers

Le 1er janvier 2009, la société a adopté les recommandations du CPN-173, « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers ». Cet abrégé, entrant en vigueur pour les exercices se terminant à compter de la date de sa parution, apporte une précision au chapitre 3855, « Instruments financiers – Comptabilisation et évaluation » relativement à l'évaluation en juste valeur d'un instrument financier dérivé et précise que le risque de crédit propre à l'entité et le risque de crédit de la contrepartie doivent être pris en compte dans la détermination de la juste valeur. La nouvelle norme comptable couvre seulement les informations à fournir et n'a pas d'incidence sur les résultats financiers de la société.

3 - CONVENTIONS COMPTABLES

États financiers

Les états financiers ne tiennent compte que de l'actif, du passif, des revenus et des dépenses propres à l'exploitation de la société en commandite. L'état des résultats exclut les impôts sur les bénéfices des associés dans la détermination du bénéfice net de la société en commandite.

Base de présentation

Les états financiers sont préparés selon la méthode du coût historique à l'exception de certains instruments financiers évalués à la juste valeur, le cas échéant. Aucune information sur la juste valeur n'est présentée lorsque la juste valeur se rapproche de la valeur comptable.

Estimations comptables

Pour dresser des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la direction de la société doit faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans les états financiers et les notes y afférentes. Ces estimations sont fondées sur la connaissance que la direction de la société possède des événements en cours et sur les mesures qu'elle pourrait prendre à l'avenir. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2009

3 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Actifs et passifs financiers

Lors de la comptabilisation initiale, tous les actifs et les passifs financiers sont évalués et comptabilisés à leur juste valeur, à l'exception des actifs et des passifs financiers qui découlent de certaines opérations entre apparentés. Par la suite, les actifs et les passifs financiers sont évalués et comptabilisés comme il est décrit ci-après.

Actif financier détenu à des fins de transaction

L'encaisse est classée comme actif financier détenu à des fins de transaction et est évaluée à la juste valeur.

Prêts et créances

Les dépôts à terme et les débiteurs sont classés comme prêts et créances. Ils sont évalués au coût après amortissement calculé selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Lorsque les débiteurs ne sont plus recouvrables, ils sont alors radiés. Les recouvrements subséquents de montants radiés sont crédités à l'état des résultats et présentés dans les frais de gestion.

Autres passifs financiers

Les créditeurs et la dette à long terme sont classés comme autres passifs financiers et sont évalués au coût après amortissement calculé selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La politique de la société est de présenter dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie l'encaisse et les placements dont le terme est égal ou inférieur à trois mois à compter de la date d'acquisition.

Constatation des revenus

Les revenus provenant de l'entreposage de gaz naturel sont constatés lorsque le service est rendu. De plus, le prix de vente doit être fixé et mesurable et le recouvrement raisonnablement assuré.

Les revenus d'intérêts sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice lorsqu'ils sont gagnés.

Amortissements

Les immobilisations sont amorties en fonction de leur durée probable d'utilisation selon la méthode de l'amortissement linéaire et les périodes qui suivent :

	Périodes
Servitudes, aménagements, réservoirs souterrains, conduite de gaz, puits, mécanique et bâtiments	40 ans
Équipements lourds et pièces de rechange disponibles à long terme	20 à 30 ans
Installations électroniques	10 à 20 ans
Matériel roulant, outillage et mobilier	5 à 10 ans
Équipement informatique	5 ans

Les projets en cours, constitués de frais d'aménagements de réservoirs souterrains de gaz naturel et d'installations d'équipements, feront l'objet d'un amortissement lors de leur mise en service.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2009

3 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Frais de financement reportés

Les frais de financement reportés sont amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif et présentés à l'encontre de la dette à long terme.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition d'une entreprise sur le montant net des valeurs attribuées aux éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge. L'écart d'acquisition n'est pas amorti. Il est soumis à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il a subi une dépréciation. Le test de dépréciation consiste en une comparaison de la juste valeur des unités d'exploitation de la société avec leur valeur comptable. Lorsque la valeur comptable d'une unité d'exploitation excède sa juste valeur, une perte de valeur est constatée pour un montant égal à l'excédent. La juste valeur d'une unité d'exploitation est calculée en fonction des flux de trésorerie actualisés.

4 - INFORMATION SUR LES RÉSULTATS

	2009	2008
	$	$
Chiffres d'affaires		
Entreposage	**22 459 888**	21 854 224
Revenus d'intérêts		
Actif financier détenu à des fins de transactions	**685**	8 030
Prêts et créances	**25 789**	174 323
Autres	**296**	47 641
	22 486 658	22 084 218

5 - INFORMATIONS SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations d'éléments du fonds de roulement se détaillent comme suit :

	2009	2008
	$	$
Comptes clients	**(58 712)**	(22 989)
Fournitures d'entretien et réparations	**32 654**	5 874
Frais payés d'avance	**7 140**	9 685
Créditeurs	**127 108**	(199 027)
	108 190	(206 457)

Les flux de trésorerie se rapportant aux intérêts des activités d'exploitation se détaillent comme suit :

	2009	2008
	$	$
Intérêts versés	**3 014 155**	3 408 379

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2009

6 - DÉBITEURS

	2009	2008
	$	$
Comptes clients		
Société en commandite Gaz Métro	**2 098 299**	2 038 992
Intragaz inc.	**310**	
Autres	**674**	1 579
Avance à Intragaz Exploration, s.e.c., sans intérêt	**350 429**	
	2 449 712	2 040 571

7 - IMMOBILISATIONS

	2009		
	Coût	**Amortissement cumulé**	**Coût non amorti**
	$	**$**	**$**
Terrains et gaz coussin	**16 980 366**		**16 980 366**
Servitudes et aménagements	**3 708 688**	**1 250 313**	**2 458 375**
Réservoirs souterrains	**8 571 900**	**2 829 610**	**5 742 290**
Conduite de gaz	**11 756 296**	**3 453 668**	**8 302 628**
Puits et mécanique	**76 557 699**	**16 528 872**	**60 028 827**
Bâtiments et aménagements	**4 055 732**	**1 492 941**	**2 562 791**
Équipements lourds	**19 196 640**	**7 114 609**	**12 082 031**
Installations électroniques	**2 305 431**	**1 430 908**	**874 523**
Matériel roulant, outillage et mobilier	**632 517**	**570 657**	**61 860**
Équipement informatique	**691 995**	**681 901**	**10 094**
Pièces de rechange disponibles à long terme	**410 541**	**42 468**	**368 073**
Projets en cours	**47 961**		**47 961**
	144 915 766	**35 395 947**	**109 519 819**

	2008		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	16 980 366		16 980 366
Servitudes et aménagements	3 706 297	1 157 626	2 548 671
Réservoirs souterrains	8 571 900	2 615 313	5 956 587
Conduite de gaz	11 756 296	3 159 761	8 596 535
Puits et mécanique	74 714 903	14 641 517	60 073 386
Bâtiments et aménagements	4 053 492	1 391 594	2 661 898
Équipements lourds	19 196 640	6 461 407	12 735 233
Installations électroniques	2 002 887	1 349 976	652 911
Matériel roulant, outillage et mobilier	632 517	542 231	90 286
Équipement informatique	691 995	660 330	31 665
Pièces de rechange disponibles à long terme	410 541	38 694	371 847
	142 717 834	32 018 449	110 699 385

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2009

8 - CRÉDITEURS

	2009	2008
	$	$
Comptes fournisseurs et charges à payer		
Société en commandite Gaz Métro	**175 269**	53 770
Intragaz inc.	**416 728**	69 217
Intragaz Exploration, s.e.c.	**54 180**	
Autres	**137 629**	223 359
Salaires et charges sociales	**84 325**	105 924
Taxes à la consommation à payer	**158 217**	204 169
Intérêts à payer	**596 242**	779 428
	1 622 590	1 435 867

9 - DETTE À LONG TERME

	2009	2008
	$	$
Emprunt à terme présenté net des frais de financement non amortis au montant de 234 485 $ (341 087 $ en 2008), garanti par une hypothèque portant sur l'universalité des biens présents et futurs, taux variant de 1,563 % à 6,628 % (3,325 % à 6,628 % en 2008), exigible à l'échéance en septembre 2017 (a)	**51 765 515**	55 658 913
Versements exigibles à court terme	**11 411 000**	6 571 000
	40 354 515	49 087 913

Les versements sur la dette à long terme au cours des cinq prochains exercices s'élèvent à 11 411 000 $ en 2010, à 9 982 000 $ en 2011, à 11 429 000 $ en 2012, à 9 668 000 $ en 2013 et à 3 000 000 $ en 2014.

(a) La société a emprunté 52 000 000 $ en vertu d'une convention de crédit. Depuis le 1er septembre 2007, la société ne peut plus emprunter en vertu de cette convention de crédit. Le montant maximal disponible est limité à la capacité de remboursement de la société qui est établie en fonction des prévisions des flux de trésorerie d'exploitation actualisés et de la valeur actualisée des fonds, nets des coûts d'extraction et de transport, pouvant être reçus lors de la vente du gaz coussin. Lorsque le solde de l'emprunt excède la capacité de remboursement de la société, l'excédent devient alors payable dans un délai de quatre-vingt-dix jours. En relation avec cette clause, les versements sur cet emprunt n'ont débuté qu'en 2009. En vertu de cette convention de crédit, la société doit respecter certains ratios. Au 31 décembre 2009, ces ratios sont respectés.

10 - AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société participe à un RÉER collectif garantissant le paiement d'une contribution égale à la contribution de base de l'employé jusqu'à un maximum de 5 % du salaire annuel brut. La charge nette de la société au titre de ce RÉER collectif s'élève à 35 433 $ (33 466 $ en 2008).

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2009

11 - ENGAGEMENTS

La société s'est engagée, auprès du ministère des Ressources naturelles du Québec pour une période de 20 ans jusqu'au 14 décembre 2018, tant qu'elle exploite le réservoir, à payer un loyer annuel établi selon le volume soutiré afin d'obtenir le droit d'exploiter le réservoir souterrain de Saint-Flavien. Le loyer annuel pour 2010 sera de 50 250 $ et pourrait atteindre 67 500 $, selon le volume utile exploité.

La société s'est également engagée, auprès du ministère des Ressources naturelles du Québec, d'après un bail d'exploitation échéant le 30 juin 2010 à verser 11 900 $ pour le droit d'exploiter le réservoir souterrain de Pointe-du-Lac.

12 - ÉVENTUALITÉ

Une lettre de garantie de 1 544 634 $, renouvelable annuellement, a été émise à l'intention de financement Dexia Credit Local NY Agency.

13 - OPÉRATIONS CONCLUES AVEC UNE SOCIÉTÉ APPARENTÉE

Au cours de l'exercice, la société a versé des frais de gestion de 1 865 756 $ (943 204 $ en 2008) à Intragaz inc., l'associé commandité. Ces opérations ont été conclues dans le cours normal des activités et sont mesurées à la valeur d'échange.

14 - CAPITAL

La société est soumise, en vertu de règles extérieures, à l'exigence suivante concernant son capital :

- Maintenir un ratio de couverture de la dette égal ou supérieur à 1,2.

La société s'est conformée à cette exigence tout au long de l'exercice.

15 - CHIFFRES DE L'EXERCICE PRÉCÉDENT

Certaines données correspondantes fournies pour l'exercice précédent ont été reclassées en fonction de la présentation adoptée pour le présent exercice.

16 - INSTRUMENTS FINANCIERS

La juste valeur de la dette à long terme est déterminée en actualisant les flux monétaires futurs au taux dont la société pourrait actuellement se prévaloir pour des emprunts comportant des conditions et des échéances similaires. La juste valeur de la dette au 31 décembre 2009 est évaluée à 54 195 052 $ (59 981 707 $ en 2008).

17 - OBJECTIFS ET POLITIQUES EN MATIÈRE DE GESTION DES RISQUES FINANCIERS ET RISQUES FINANCIERS

Objectifs et politiques en matière de gestion des risques financiers

La société est exposée à divers risques financiers qui résultent à la fois de ses opérations et de ses activités d'investissement. La gestion des risques financiers est effectuée par la direction de la société.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2009

17 - OBJECTIFS ET POLITIQUES EN MATIÈRE DE GESTION DES RISQUES FINANCIERS ET RISQUES FINANCIERS (suite)

La société ne conclut pas de contrats visant des instruments financiers, incluant des dérivés financiers, à des fins spéculatives.

Risques financiers

Les principaux risques financiers auxquels la société est exposée ainsi que les politiques en matière de gestion des risques financiers sont détaillés ci-après.

Risque de crédit

La valeur comptable au bilan des actifs financiers de la société exposés au risque de crédit, après déduction des provisions applicables pour pertes, représente le montant maximum du risque de crédit auquel la société est exposée. Le risque de crédit de la société provient principalement de l'encaisse, des dépôts à terme et des débiteurs.

Concentration du risque de crédit

Au 31 décembre 2009, la quasi-totalité de l'encaisse et des dépôts à terme est détenue auprès de deux institutions financières.

Risque de liquidité

La gestion du risque de liquidité vise à maintenir un montant suffisant de trésorerie et d'équivalents de trésorerie. La société établit des prévisions budgétaires et de trésorerie afin de s'assurer qu'elle dispose des fonds nécessaires pour acquitter ses obligations.

Risque de taux d'intérêt

Les dépôts à terme et la dette à long terme portent intérêt à taux fixe et exposent donc la société au risque de variations de la juste valeur découlant des fluctuations des taux d'intérêt. La société estime que le risque de taux d'intérêt relatif aux dépôts à terme est limité compte tenu de la courte durée de détention.

Intragaz, Société en commandite

États financiers
au 31 décembre 2010

Rapport de l'auditeur indépendant	2 - 3
États financiers	
Résultats	4
Capital	5
Flux de trésorerie	6
Bilan	7
Notes complémentaires	8 - 14

Raymond Chabot
Grant Thornton

Rapport de l'auditeur indépendant

Raymond Chabot Grant Thornton
S.E.N.C.R.L.
Bureau 400
5700, rue J.-B.-Michaud
Lévis (Québec) G6V 0B1

Téléphone : 418 835-3965
Télécopieur : 418 835-3975
www.rcgt.com

Aux associés de
Intragaz, Société en commandite

Nous avons effectué l'audit des états financiers ci-joints de Intragaz, Société en commandite, qui comprennent le bilan au 31 décembre 2010 et les états des résultats, du capital et des flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité de l'auditeur

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers, sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifiions et réalisions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de la société portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la société. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière deIntragaz, Société en commandite au 31 décembre 2010 ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

[1]

Raymond Chabot Grant Thornton S.E.N.C.R.L.

Lévis
Le 31 mars 2011

[1] Comptable agréé auditeur permis nº 18585

Intragaz, Société en commandite
Résultats
pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010

	2010	2009
	$	$
Chiffre d'affaires (note 3)	**23 185 484**	22 486 658
Frais directs	**2 950 217**	3 061 799
Bénéfice brut	**20 235 267**	19 424 859
Frais d'exploitation		
Recharges du commandité	**1 866 120**	1 865 756
Frais bancaires	**81 788**	85 270
Intérêts sur la dette à long terme	**2 475 252**	2 937 571
Amortissement des immobilisations	**3 427 387**	3 377 498
	7 850 547	8 266 095
Bénéfice net	**12 384 720**	11 158 764

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Capital
pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010

	2010				2009
	Intragaz inc.	Intragaz Holding, s.e.c	Société en commandite Gaz Métro	Total	Total
	$	$	$	$	$
Solde au début	**5 907**	**53 677 835**	**13 421 766**	**67 105 508**	64 146 767
Bénéfice net	**1 383**	**9 906 681**	**2 476 656**	**12 384 720**	11 158 764
	7 290	**63 584 516**	**15 898 422**	**79 490 228**	75 305 531
Distribution aux associés	**366**	**2 624 014**	**656 000**	**3 280 380**	8 200 023
Solde à la fin	**6 924**	**60 960 502**	**15 242 422**	**76 209 848**	67 105 508

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Flux de trésorerie
pour l'exercice terminé le 31 décembre 2010

	2010	2009
	$	$
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION		
Bénéfice net	**12 384 720**	11 158 764
Éléments hors caisse		
Amortissement des immobilisations	**3 427 387**	3 377 498
Amortissement des frais de financement reportés	**76 417**	106 602
Perte sur radiation de projets en cours	**47 961**	
Pièces de rechange disponibles à long terme consommées	**14 649**	
Variations d'éléments du fonds de roulement (note 4)	**(305 899)**	108 190
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**15 645 235**	14 751 054
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		
Dépôt à terme	**(3 400 000)**	
Avance à Intragaz Exploration, Société en commandite		(350 429)
Encaissement d'avances à Intragaz Exploration, Société en commandite	**350 429**	
Immobilisations	**(1 078 643)**	(2 138 317)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(4 128 214)**	(2 488 746)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		
Remboursement d'emprunt	**(10 000 000)**	(4 000 000)
Distribution aux associés	**(3 280 380)**	(8 200 023)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**(13 280 380)**	(12 200 023)
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(1 763 359)**	62 285
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début	**5 254 693**	5 192 408
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin	**3 491 334**	5 254 693
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE		
Encaisse	**391 334**	354 693
Dépôt à terme	**3 100 000**	4 900 000
	3 491 334	5 254 693

Au cours de l'exercice, la société a acquis pour 4 811 $ (59 615 $ en 2009) en immobilisations qui sont incluses dans les comptes fournisseurs et charges à payer au 31 décembre 2010.

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Intragaz, Société en commandite
Bilan
au 31 décembre 2010

	2010	2009
	$	$
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse	**391 334**	354 693
Dépôt à terme, 1 % (0,10 % et 0,25 % en 2009), échéant en janvier 2011	**3 100 000**	4 900 000
Débiteurs (note 5)	**2 169 315**	2 449 712
Fournitures d'entretien et de réparations	**469 963**	467 160
Frais payés d'avance	**260 303**	271 631
	6 390 915	8 443 196
Immobilisations (note 6)	**107 053 661**	109 519 819
Dépôt à terme (note 7)	**3 400 000**	
Écart d'acquisition	**2 530 598**	2 530 598
	119 375 174	120 493 613
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs (note 8)	**1 323 394**	1 622 590
Versements sur la dette à long terme	**7 380 000**	11 411 000
	8 703 394	13 033 590
Dette à long terme (note 9)	**34 461 932**	40 354 515
	43 165 326	53 388 105
AVOIR DES ASSOCIÉS		
Capital	**76 209 848**	67 105 508
	119 375 174	120 493 613

Les notes complémentaires font partie intégrante des états financiers.

Approuvé,

Intragaz inc.

Intragaz Holding, s.e.c.

Société en commandite
Gaz Métro

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2010

1 - NATURE DES ACTIVITÉS

La société en commandite, constituée en vertu des Lois de la province de Québec, exploite deux réservoirs souterrains de gaz naturel pour le compte de son unique client, Société en commandite Gaz Métro, en vertu de deux contrats décrits ci-dessous :

- Un contrat de service pour le site de Pointe-du-Lac, valide pour une période de 5 ans à compter d'avril 2006;

- Un contrat de service pour le site de Saint-Flavien, valide pour une période de 15 ans à compter de la date de mise en service, soit le 20 avril 1998, et renouvelable selon certaines conditions pour une période additionnelle de 15 ans.

Ces contrats stipulent que les revenus générés par le service d'entreposage sont fonction de quatre tarifs reliés au volume utile, à la livraison de pointe ainsi qu'aux volumes soutirés et injectés. Les tarifs pour le volume utile et la livraison de pointe sont fixes et représentent environ 95 % des revenus totaux. De plus, le client s'est engagé à acquérir une capacité additionnelle développée en ce qui a trait au volume utile (Saint-Flavien) et possède un droit de premier refus (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien) sur d'éventuelles capacités additionnelles en livraison de pointe et de volume utile.

Les associés sont Intragaz inc., l'associé commandité, Société en commandite Gaz Métro et Intragaz Holding, Société en commandite. La société en commandite sera dissoute au plus tard en 2050.

2 - CONVENTIONS COMPTABLES

États financiers

Les états financiers ne tiennent compte que de l'actif, du passif, des revenus et des dépenses propres à l'exploitation de la société en commandite. L'état des résultats exclut les impôts sur les bénéfices des associés dans la détermination du bénéfice net de la société en commandite.

Base de présentation

Les états financiers sont préparés selon la méthode du coût historique à l'exception de certains instruments financiers évalués à la juste valeur, le cas échéant. Aucune information sur la juste valeur n'est présentée lorsque la juste valeur se rapproche de la valeur comptable.

Estimations comptables

Pour dresser des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la direction de la société doit faire des estimations et poser des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés dans les états financiers et les notes y afférentes. Ces estimations sont fondées sur la connaissance que la direction de la société possède des événements en cours et sur les mesures qu'elle pourrait prendre à l'avenir. Les résultats réels pourraient être différents de ces estimations.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2010

2 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Actifs et passifs financiers

Lors de la comptabilisation initiale, tous les actifs et les passifs financiers sont évalués et comptabilisés à leur juste valeur, à l'exception des actifs et des passifs financiers qui découlent de certaines opérations entre apparentés. Par la suite, les actifs et les passifs financiers sont évalués et comptabilisés comme il est décrit ci-après.

Actif financier détenu à des fins de transaction

L'encaisse est classée comme actif financier détenu à des fins de transaction et est évaluée à la juste valeur.

Prêts et créances

Les dépôts à terme et les débiteurs sont classés comme prêts et créances. Ils sont évalués au coût après amortissement calculé selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Lorsque les débiteurs ne sont plus recouvrables, ils sont alors radiés. Les recouvrements subséquents de montants radiés sont crédités à l'état des résultats et présentés dans les frais d'exploitation.

Autres passifs financiers

Les créditeurs et la dette à long terme sont classés comme autres passifs financiers et sont évalués au coût après amortissement calculé selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La politique de la société est de présenter dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie l'encaisse et les placements dont le terme est égal ou inférieur à trois mois à compter de la date d'acquisition.

Constatation des revenus

Les revenus provenant de l'entreposage de gaz naturel sont constatés lorsque le service est rendu. De plus, le prix de vente doit être fixé et mesurable et le recouvrement raisonnablement assuré.

Les revenus d'intérêts sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice lorsqu'ils sont gagnés.

Amortissement

Les immobilisations sont amorties en fonction de leur durée probable d'utilisation selon la méthode de l'amortissement linéaire et les périodes qui suivent :

	Périodes
Servitudes, aménagements, réservoirs souterrains, conduite de gaz, puits, mécanique et bâtiments	40 ans
Équipements lourds et pièces de rechange disponibles à long terme	20 à 30 ans
Installations électroniques	10 à 20 ans
Matériel roulant, outillage et mobilier	5 à 10 ans
Équipement informatique	5 ans

Les projets en cours, constitués de travaux techniques pour des raccordements de puits, feront l'objet d'un amortissement lors de leur mise en service.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2010

2 - CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

Frais de financement reportés

Les frais de financement reportés sont amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif et présentés à l'encontre de la dette à long terme.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût d'acquisition d'une entreprise sur le montant net des valeurs attribuées aux éléments de l'actif acquis et du passif pris en charge. L'écart d'acquisition n'est pas amorti. Il est soumis à un test de dépréciation annuellement ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il a subi une dépréciation. Le test de dépréciation consiste en une comparaison de la juste valeur des unités d'exploitation de la société avec leur valeur comptable. Lorsque la valeur comptable d'une unité d'exploitation excède sa juste valeur, une perte de valeur est constatée pour un montant égal à l'excédent. La juste valeur d'une unité d'exploitation est calculée en fonction des flux de trésorerie actualisés.

3 - INFORMATIONS SUR LES RÉSULTATS

	2010	2009
	$	$
Chiffre d'affaires		
Entreposage	**23 155 022**	22 459 888
Revenus d'intérêts		
Actif financier détenu à des fins de transactions	**467**	685
Prêts et créances	**29 995**	25 789
Autres		296
	23 185 484	22 486 658

4 - INFORMATIONS SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Les variations d'éléments du fonds de roulement se détaillent comme suit :

	2010	2009
	$	$
Débiteurs excluant l'avance à Intragaz Exploration, Société en commandite	**(70 032)**	(58 712)
Fournitures d'entretien et réparations	**(2 803)**	32 654
Frais payés d'avance	**11 328**	7 140
Créditeurs	**(244 392)**	127 108
	(305 899)	108 190

Les flux de trésorerie se rapportant aux intérêts des activités d'exploitation se détaillent comme suit :

	2010	2009
	$	$
Intérêts versés	**2 658 402**	3 014 155

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2010

5 - DÉBITEURS

	2010	2009
	$	$
Comptes clients		
Société en commandite Gaz Métro	**2 157 846**	2 098 299
Intragaz inc.	**764**	310
Autres		674
Intérêts courus	**10 705**	
Avance à Intragaz Exploration, Société en commandite, sans intérêt		350 429
	2 169 315	2 449 712

6 - IMMOBILISATIONS

	2010		
	Coût	**Amortissement cumulé**	**Coût non amorti**
	$	**$**	**$**
Terrains et gaz coussin	**16 980 366**		**16 980 366**
Servitudes et aménagements	**3 710 688**	**1 343 043**	**2 367 645**
Réservoirs souterrains	**8 571 900**	**3 043 907**	**5 527 993**
Conduite de gaz	**11 756 296**	**3 747 576**	**8 008 720**
Puits et mécanique	**77 547 544**	**18 464 084**	**59 083 460**
Bâtiments et aménagements	**4 060 092**	**1 594 414**	**2 465 678**
Équipements lourds	**19 196 640**	**7 767 810**	**11 428 830**
Installations électroniques	**2 312 794**	**1 546 076**	**766 718**
Matériel roulant, outillage et mobilier	**636 420**	**586 772**	**49 648**
Équipement informatique	**698 463**	**683 409**	**15 054**
Pièces de rechange disponibles à long terme	**395 892**	**46 243**	**349 649**
Projets en cours	**9 900**		**9 900**
	145 876 995	**38 823 334**	**107 053 661**

	2009		
	Coût	Amortissement cumulé	Coût non amorti
	$	$	$
Terrains et gaz coussin	16 980 366		16 980 366
Servitudes et aménagements	3 708 688	1 250 313	2 458 375
Réservoirs souterrains	8 571 900	2 829 610	5 742 290
Conduite de gaz	11 756 296	3 453 668	8 302 628
Puits et mécanique	76 557 699	16 528 872	60 028 827
Bâtiments et aménagements	4 055 732	1 492 941	2 562 791
Équipements lourds	19 196 640	7 114 609	12 082 031
Installations électroniques	2 305 431	1 430 908	874 523
Matériel roulant, outillage et mobilier	632 517	570 657	61 860
Équipement informatique	691 995	681 901	10 094
Pièces de rechange disponibles à long terme	410 541	42 468	368 073
Projets en cours	47 961		47 961
	144 915 766	35 395 947	109 519 819

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2010

7 - DÉPÔT À TERME

Le dépôt à terme, portant intérêt à 1,30 % et échéant en mars 2011, est donné en garantie de la dette à long terme en vertu de la convention de crédit. Cette convention exige que le montant du dépôt à terme soit égal à 25 % des versements en capital et intérêts de l'exercice précédent.

8 - CRÉDITEURS

	2010	2009
	$	$
Comptes fournisseurs et charges à payer		
Société en commandite Gaz Métro	**154 899**	175 269
Intragaz inc.	**281 357**	416 728
Intragaz Exploration, Société en commandite		54 180
Autres	**185 857**	137 629
Salaires et charges sociales	**75 586**	84 325
Taxes à la consommation à payer	**212 603**	158 217
Intérêts à payer	**413 092**	596 242
	1 323 394	1 622 590

9 - DETTE À LONG TERME

	2010	2009
	$	$
Emprunt à terme présenté net des frais de financement non amortis au montant de 158 068 $ (234 485 $ en 2009), garanti par une hypothèque portant sur l'universalité des biens présents et futurs, taux variant de 2,375 % à 6,628 % (1,563 % à 6,628 % en 2009), exigible à l'échéance en septembre 2017 (a)	**41 841 932**	51 765 515
Versements exigibles à court terme	**7 380 000**	11 411 000
	34 461 932	40 354 515

Les versements estimatifs sur la dette à long terme au cours des cinq prochains exercices s'élèvent à 7 380 000 $ en 2011, à 10 891 000 $ en 2012, à 12 899 000 $ en 2013, à 3 320 000 $ en 2014 et à 2 000 000 $ en 2015.

(a) La société a emprunté 52 000 000 $ en vertu d'une convention de crédit. Depuis le 1er septembre 2007, la société ne peut plus emprunter en vertu de cette convention de crédit. Le montant maximal disponible est limité à la capacité de remboursement de la société qui est établie en fonction des prévisions des flux de trésorerie d'exploitation actualisés et de la valeur actualisée des fonds, nets des coûts d'extraction et de transport, pouvant être reçus lors de la vente du gaz coussin. Lorsque le solde de l'emprunt excède la capacité de remboursement de la société, l'excédent devient alors payable dans un délai de quatre-vingt-dix jours. En relation avec cette clause, les versements sur cet emprunt n'ont débuté qu'en 2009. En vertu de cette convention de crédit, la société doit respecter certains ratios. Au 31 décembre 2010, ces ratios sont respectés.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2010

10 - AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société participe à un RÉER collectif garantissant le paiement d'une contribution égale à la contribution de base de l'employé jusqu'à un maximum de 5 % du salaire annuel brut. La charge nette de la société au titre de ce RÉER collectif s'élève à 37 195 $ (35 433 $ en 2009).

11 - ENGAGEMENTS

La société s'est engagée, auprès du ministère des Ressources naturelles et de la Faune pour une période de 20 ans jusqu'au 14 décembre 2018, tant qu'elle exploite le réservoir, à payer un loyer annuel établi selon le volume soutiré afin d'obtenir le droit d'exploiter le réservoir souterrain de Saint-Flavien. Le loyer annuel pour 2011 sera de 50 250 $.

La société s'est également engagée, auprès du ministère des Ressources naturelles et de la Faune pour une période de 20 ans jusqu'au 30 juin 2020, tant qu'elle exploite le réservoir, à payer un loyer annuel établi selon le volume soutiré afin d'obtenir le droit d'exploiter le réservoir souterrain de Pointe-du-Lac. Le loyer annuel pour 2011 sera de 10 000 $.

12 - OPÉRATION CONCLUE AVEC UN APPARENTÉ

Au cours de l'exercice, la société a payé des frais d'exploitation de 1 866 120 $ (1 865 756 $ en 2009) rechargés par Intragaz inc., l'associé commandité. Cette opération a été conclue dans le cours normal des activités et est mesurée à la valeur d'échange.

13 - INSTRUMENTS FINANCIERS

La juste valeur de la dette à long terme est déterminée en actualisant les flux monétaires futurs au taux dont la société pourrait actuellement se prévaloir pour des emprunts comportant des conditions et des échéances similaires. La juste valeur de la dette au 31 décembre 2010 est évaluée à 42 648 326 $ (54 195 052 $ en 2009).

14 - OBJECTIFS ET POLITIQUES EN MATIÈRE DE GESTION DES RISQUES FINANCIERS ET RISQUES FINANCIERS

Objectifs et politiques en matière de gestion des risques financiers

La société est exposée à divers risques financiers qui résultent à la fois de ses opérations et de ses activités d'investissement. La gestion des risques financiers est effectuée par la direction de la société.

La société ne conclut pas de contrats visant des instruments financiers, incluant des dérivés financiers, à des fins spéculatives.

Risques financiers

Les principaux risques financiers auxquels la société est exposée sont détaillés ci-après.

Risque de crédit

La valeur comptable au bilan des actifs financiers de la société exposés au risque de crédit, après déduction des provisions applicables pour pertes, représente le montant maximum du risque de crédit auquel la société est exposée. Le risque de crédit de la société provient principalement de l'encaisse, des dépôts à terme et des débiteurs.

Intragaz, Société en commandite
Notes complémentaires
au 31 décembre 2010

14 - OBJECTIFS ET POLITIQUES EN MATIÈRE DE GESTION DES RISQUES FINANCIERS ET RISQUES FINANCIERS (suite)

Concentration du risque de crédit

Au 31 décembre 2010, l'encaisse et les dépôts à terme sont détenus auprès de deux institutions financières.

Risque de liquidité

La gestion du risque de liquidité vise à maintenir un montant suffisant de trésorerie et d'équivalents de trésorerie. La société établit des prévisions budgétaires et de trésorerie afin de s'assurer qu'elle dispose des fonds nécessaires pour acquitter ses obligations.

Risque de taux d'intérêt

Les dépôts à terme et la dette à long terme portent intérêt à taux fixe et exposent donc la société au risque de variations de la juste valeur découlant des fluctuations des taux d'intérêt. La société estime que le risque de taux d'intérêt relatif aux dépôts à terme est limité compte tenu de leur échéance à court terme.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, pages 7, 23, 24 et 35.

Préambule :

Page 7 :
« Par ailleurs, les deux sites ont encore un certain potentiel de développement. En effet, la capacité (volume utile et livraison quotidienne maximale) des deux sites pourrait être accrue moyennant certains investissements plus ou moins importants selon le site et les travaux requis. La nature des travaux consisterait essentiellement à forer et raccorder des puits et à ajouter de la capacité de compression. L'échéance rapprochée des deux seuls contrats d'Intragaz et l'incertitude quant à l'évolution des tarifs futurs ne permettent cependant pas de justifier actuellement le développement de cette capacité additionnelle. »

Pages 23-24 :
Durant la période 2006-2010, Intragaz a investi en moyenne 1 021 400 $ par année en dépenses de capital requises pour maintenir l'intégrité et la performance de ses sites. Malgré le vieillissement des actifs d'Intragaz, la somme de 1 M$ par année est considérée raisonnable comme projection des investissements qui seront requis en moyenne au cours des 5 prochaines années. Ce montant sera analysé tous les 5 ans, comme pour les autres paramètres du mécanisme de revenu plafond (voir section 12 a), afin de déterminer s'il est toujours approprié. Même si Intragaz est d'avis que la prévision des investissements de maintien de 1 M$ par année est raisonnable, elle est consciente que les investissements annuels différeront de ce montant. Par exemple, elle prévoit effectuer en 2011 des investissements de maintien évalués à 2 M$. Ce niveau d'investissement plus élevé que la moyenne de 1 M$ devrait être compensé par des investissements plus faibles durant d'autres années. Par contre, il faut qu'Intragaz ait la possibilité de demander l'autorisation de la Régie pour effectuer des investissements exceptionnels si jamais un tel besoin se présentait. [Nous soulignons]

Page 35 :
« AJOUT DE CAPACITÉ D'EMMAGASINAGE
Dans l'éventualité où Intragaz voudrait effectuer des investissements dans le but d'augmenter la capacité des sites existants, elle devra en faire la demande préalable à Gaz Métro et à la Régie. Si cette demande devait être acceptée par la Régie, l'effet de cet investissement (revenus et coûts marginaux) serait alors reflété dans le calcul du revenu plafond selon l'approche approuvée par la Régie. »

Question :

28.1 Veuillez expliquer et justifier pourquoi les investissements réalisés devraient être reconnus comme prudemment acquis et utiles et ce, pendant la période où les tarifs d'Intragaz ont été établis selon la méthode des coûts évités alors que la présente demande indique qu'Intragaz devra faire une demande spécifique à la Régie, soit pour des investissements exceptionnels, soit pour l'ajout de capacité d'emmagasinage tel qu'indiqué en référence.

Réponse :

La question telle que formulée laisse sous-entendre qu'il y aurait un lien entre la détermination du caractère prudent et utile des investissements effectués par Intragaz dans le passé et la présentation de demandes d'autorisation préalables à la Régie et qu'à défaut de telles demandes, de tels investissements ne constitueraient pas des investissements prudemment acquis et utiles et ne pourraient être reconnus comme tels par la Régie . Or, nous ne pouvons souscrire à une telle conclusion pour les motifs qui suivent.

Depuis ses débuts, Intragaz est réglementée en vertu de la méthode des coûts évités, approche considérée juste et raisonnable par la Régie à plus d'une reprise. En vertu de ce régime, Intragaz n'avait pas à faire approuver par la Régie un coût de service, ce qui inclut naturellement les investissements en capital. Intragaz élabore sur ce point à la page 18 de sa preuve aux lignes 23 à 28 (voir Intragaz-1, document 1).

Il est aussi important de noter qu'en vertu de la méthode des coûts évités, Intragaz avait un incitatif de maximiser les performances et de limiter les investissements. Elle n'avait absolument rien à gagner d'investir plus que requis pour une performance donnée car les tarifs n'étaient pas ajustés à la hausse afin de tenir compte d'un accroissement du coût de service découlant entre autres d'un accroissement de la base de tarification. En fait, la situation est exactement l'inverse avec l'approche des coûts évités : les tarifs et les revenus restant les mêmes peu importe la valeur de la base tarifaire, il y a donc un incitatif à minimiser cette dernière afin d'en augmenter le rendement.

Aujourd'hui, Intragaz se voit dans l'obligation de changer de méthode pour la fixation de ses tarifs avec tous les défis que cette transition comporte. La décision de passer des coûts évités au coût de service en est une de nécessité.

Dans le présent dossier, la proposition d'Intragaz de soumettre une demande d'autorisation préalable pour l'ajout de capacité s'inscrit justement dans le cadre du changement de méthode proposé. En vertu de l'approche des coûts évités, une telle demande d'autorisation préalable n'était évidemment pas requise alors qu'en vertu de l'approche du coût de service elle est pratique courante. En effet, en vertu de la méthode du coût de service les demandes d'autorisation préalable viennent en quelque sorte tempérer l'incitatif que pourrait avoir l'entreprise réglementée à accroître sa base de tarification afin d'accroître son rendement. L'approche des coûts évités et l'approche du coût de service sont deux réalités très différentes. Intragaz tente simplement de s'adapter au passage d'une méthode à l'autre.

Une chose est certaine, Intragaz a toujours agi de bonne foi dans le cadre approuvé par la Régie. Il était connu de tous qu'Intragaz investissait des sommes importantes pour développer le stockage au Québec. Le fait qu'il y ait eu ou non des demandes d'autorisation préalables ne devrait pas se traduire de façon négative sur le caractère prudent et utile des investissements qui ont été effectués. Il n'y a pas de lien de cause à effet, surtout qu'Intragaz était incitée financièrement à minimiser ses investissements. De telles demandes n'étaient tout simplement pas prévues en vertu du régime en place.

Il ne faut pas oublier que la Régie a approuvé la méthode des coûts évités afin de favoriser le développement du stockage au Québec. Aujourd'hui, nous sommes confrontés à la réalité suivante : la méthode qui en a permis le développement ne peut plus en assurer la survie. Il faut donc passer à une autre méthode.

Il ne s'agit pas de la première fois au Québec qu'une situation similaire se produit. Gazifère a vécu une transition similaire au début des années 1970. En effet, de 1959 au 31 juillet 1973, les tarifs de Gazifère étaient basés sur ceux de Consumers Gas en Ontario plutôt que sur son propre coût de service. Donc, le parallèle avec Intragaz est assez frappant, à la différence près que les tarifs d'Intragaz étaient historiquement basés sur les coûts évités de Gaz Métro et que ceux de Gazifère étaient basés sur les tarifs d'un distributeur hors province.

En 1972, Gazifère a déposé la requête 2490-72 qui visait à faire approuver des tarifs basés sur son propre coût de service. Dans sa décision G-89 (page 2), la Régie du gaz naturel déclare que « c'est la première fois depuis les débuts des opérations de la Compagnie, soit 1959, que la Régie est appelée à statuer sur les tarifs de la requérante. »

La Régie note à la page 17 de sa décision que Gazifère « s'est servie, pour établir le rendement, de la valeur comptable des actifs qui correspond aux coûts historiques. » C'est exactement ce que propose Intragaz.

Finalement, le graphique 1 (Intragaz-1, document 1, page 6, ligne 13) fait ressortir le lien étroit entre les investissements d'Intragaz au fils des ans et l'évolution du volume utile. En d'autres mots, on constate une corrélation étroite entre les investissements et la performance (mesurée en termes de volume utile). Ceci témoigne de l'utilité des investissements d'Intragaz. En effet, ce tableau indique clairement que les investissements d'Intragaz se sont traduits en augmentation corollaire au niveau de la performance.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références :
(i) Pièce B-0002, Demande d'Intragaz;
(ii) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, pages 23 et 24;
(iii) Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 28, note 1, tableau 8;
(iv) Dossier R-3754-2011, Gaz Métro-1, document 1, pages 12 à 26;
(v) Dossier R-3745-2011, Gaz Métro-7, document 1, page 1.

Préambule :

Référence (i)

Paragraphe 7 :
« *La méthode des coûts évités a permis de faire assumer par les investisseurs les risques liés au développement d'installations d'emmagasinage au Québec et Gaz Métro et ses clients bénéficient depuis près de 20 ans d'un outil d'emmagasinage situé en franchise qui s'est avéré fiable et performant.* »

Paragraphe 9 :
« Selon les informations recueillies par la Demanderesse auprès de Gaz Métro et les analyses qu'elle a effectuées et tel qu'il sera plus amplement démontré lors de l'audition, il appert que l'utilisation de la méthode des coûts évités pour fixer les tarifs d'emmagasinage d'Intragaz aux sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien n'est plus viable. »

Paragraphe 11 :
« *La demande d'approuver le passage à la méthode de plafonnement des revenus comme mode d'établissement des tarifs d'Intragaz, à compter du 1er mai 2011, s'inscrit donc dans ce contexte et vise à assurer la stabilité financière de la Demanderesse et la pérennité de l'emmagasinage souterrain de gaz naturel au Québec.* »

Paragraphe 19 :
« *De plus, dans l'éventualité où les tarifs applicables aux sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien devaient continuer à être fixés selon la méthode des coûts évités, les revenus basés sur de tels coûts seraient non seulement imprévisibles mais également insuffisants pour permettre à la Demanderesse d'atteindre un rendement raisonnable sur ses investissements pour les deux sites combinés.* »

Paragraphe 20 :
« Plus particulièrement, les projections de coûts évités les plus faibles effectuées depuis 2009

ne permettraient même pas à Intragaz de percevoir des revenus suffisants pour couvrir ses coûts, même en excluant le coût de son capital. »

Paragraphe 21 :
« *L'utilisation de la méthode des coûts évités pour établir les tarifs d'emmagasinage a permis d'assurer le développement de l'emmagasinage au Québec mais compte tenu de l'évolution des coûts évités au fil des ans, le maintien de cette méthode ne permettra pas d'en assurer la survie. »*

Paragraphe 22 :
« *En effet, suite à l'analyse des informations fournies par Gaz Métro concernant l'évaluation des coûts évités, il appert que la méthode basée sur de tels coûts ne constitue plus la méthode appropriée pour fixer les tarifs d'emmagasinage d'Intragaz à compter de l'expiration du contrat de Pointe-du-Lac en avril 2011 puisqu'elle mettra en péril l'intégrité financière de l'entreprise et, par voie de conséquence, la survie de l'emmagasinage au Québec, le tout tel que plus amplement exposé à la pièce Intragaz-1, document 1, déposée au soutien de la présente demande. »*

Question :

29.1 Veuillez présenter les revenus et dépenses annuelles incluant les impôts présumés d'Intragaz si les tarifs d'emmagasinage étaient établis selon chacune des options 4 à 8, selon chaque fournisseur et selon chaque durée présentés par Gaz Métro à la référence (iv).

Réponse :

Vous trouverez ci-après, sous forme de revenus et dépenses annuels incluant les impôts présumés, le scénario présenté par Intragaz dans le tableau 8 de la pièce Intragaz-1, document 1 ainsi que les scénarios 4 à 8 des fournisseurs A et B (5 ans et 15 ans) présentés sous la même forme et avec les mêmes paramètres à l'exception des revenus. En ce qui concerne les impôts présumés, nous n'avons considéré aucun impôt lorsqu'un scénario résultait en une perte.

Tableau 1

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Tableau 8, Intragaz-1, document 1, page 28
Durée de 15 ans

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Revenus d'entreposage	18 851,8	17 733,1	17 639,1	17 544,8	17 450,1	17 355,2	17 260,1	17 164,8	17 069,4	16 974,0	16 878,6	16 783,4	16 688,3
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6	5 122,8	5 238,6	5 357,0	5 478,1	5 601,9	5 728,5	5 858,0	5 990,4
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9	3 608,0	3 638,1	3 668,2	3 698,3	3 728,4	3 758,5	3 788,6	3 818,7
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2	3 142,4	3 054,6	2 965,8	2 876,0	2 785,1	2 693,3	2 600,4	2 506,5
Bénéfice (perte) avant impôt	8 771,3	6 077,2	5 931,0	5 783,0	5 633,4	5 482,0	5 328,8	5 173,8	5 017,0	4 858,6	4 698,3	4 536,4	4 372,7
Impôts présumés	2 491,0	1 725,9	1 684,4	1 642,4	1 599,9	1 556,9	1 513,4	1 469,4	1 424,8	1 379,8	1 334,3	1 288,3	1 241,8
Bénéfice net (perte nette)	6 280,3	4 351,3	4 246,6	4 140,6	4 033,5	3 925,1	3 815,4	3 704,4	3 592,2	3 478,8	3 364,0	3 248,0	3 130,8
Taux d'impôt	28,40%												

Tableau 2

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur A, Option 4 - SH hiver
Durée de 5 ans

	2011	2012	2013	2014	2015
Revenus d'entreposage	5 672,2	5 672,2	5 672,2	5 672,2	5 672,2
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2
Bénéfice (perte) avant impôt	-4 408,3	-5 983,7	-6 035,9	-6 089,6	-6 144,5
Impôts présumés	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bénéfice net (perte nette)	-4 408,3	-5 983,7	-6 035,9	-6 089,6	-6 144,5
Taux d'impôt	28,40%				

Tableau 3

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur A, Option 5 - SH an
Durée de 5 ans

	2011	2012	2013	2014	2015
Revenus d'entreposage	16 285,2	16 285,2	16 285,2	16 285,2	16 285,2
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2
Bénéfice (perte) avant impôt	6 204,7	4 629,3	4 577,1	4 523,4	4 468,5
Impôts présumés	1 762,1	1 314,7	1 299,9	1 284,6	1 269,1
Bénéfice net (perte nette)	4 442,6	3 314,6	3 277,2	3 238,8	3 199,4
Taux d'impôt	28,40%				

Tableau 4

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur A, Option 6 - SH hiver & service pte
Durée de 5 ans

	2011	2012	2013	2014	2015
Revenus d'entreposage	6 434,9	6 434,9	6 434,9	6 434,9	6 434,9
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2
Bénéfice (perte) avant impôt	-3 645,6	-5 221,0	-5 273,2	-5 326,9	-5 381,8
Impôts présumés	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bénéfice net (perte nette)	-3 645,6	-5 221,0	-5 273,2	-5 326,9	-5 381,8
Taux d'impôt	28,40%				

Tableau 5

Intragaz société en commandite Résultats proforma Scénario : Fournisseur A, Option 7 - SH an & service pte Durée de 5 ans					
	2011	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**
Revenus d'entreposage	11 906,3	11 906,3	11 906,3	11 906,3	11 906,3
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2
Bénéfice (perte) avant impôt	1 825,8	250,4	198,2	144,5	89,6
Impôts présumés	518,5	71,1	56,3	41,0	25,4
Bénéfice net (perte nette)	1 307,3	179,3	141,9	103,5	64,2
Taux d'impôt	28,40%				

Tableau 6

Intragaz société en commandite Résultats proforma Scénario : Fournisseur A, Option 8 - SH an & cession & service pte Durée de 5 ans					
	2011	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**
Revenus d'entreposage	16 359,1	16 359,1	16 359,1	16 359,1	16 359,1
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2
Bénéfice (perte) avant impôt	6 278,6	4 703,2	4 651,0	4 597,3	4 542,4
Impôts présumés	1 783,1	1 335,7	1 320,9	1 305,6	1 290,0
Bénéfice net (perte nette)	4 495,5	3 367,5	3 330,1	3 291,7	3 252,4
Taux d'impôt	28,40%				

Tableau 7

Intragaz société en commandite Résultats proforma Scénario : Fournisseur B, Option 4 - SH hiver Durée de 5 ans					
	2011	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**
Revenus d'entreposage	31 061,4	31 061,4	31 061,4	31 061,4	31 061,4
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2
Bénéfice (perte) avant impôt	20 980,9	19 405,5	19 353,3	19 299,6	19 244,7
Impôts présumés	5 958,6	5 511,2	5 496,3	5 481,1	5 465,5
Bénéfice net (perte nette)	15 022,3	13 894,3	13 857,0	13 818,5	13 779,2
Taux d'impôt	28,40%				

Tableau 8

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur B, Option 5 - SH an
Durée de 5 ans

	2011	2012	2013	2014	2015
Revenus d'entreposage	17 479,6	17 479,6	17 479,6	17 479,6	17 479,6
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2
Bénéfice (perte) avant impôt	7 399,1	5 823,7	5 771,5	5 717,8	5 662,9
Impôts présumés	2 101,3	1 653,9	1 639,1	1 623,9	1 608,3
Bénéfice net (perte nette)	5 297,8	4 169,8	4 132,4	4 093,9	4 054,6
Taux d'impôt	28,40%				

Tableau 9

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur B, Option 6 - SH hiver & service pte
Durée de 5 ans

	2011	2012	2013	2014	2015
Revenus d'entreposage	28 155,4	28 155,4	28 155,4	28 155,4	28 155,4
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2
Bénéfice (perte) avant impôt	18 074,9	16 499,5	16 447,3	16 393,6	16 338,7
Impôts présumés	5 133,3	4 685,9	4 671,0	4 655,8	4 640,2
Bénéfice net (perte nette)	12 941,6	11 813,6	11 776,3	11 737,8	11 698,5
Taux d'impôt	28,40%				

Tableau 10

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur B, Option 7 - SH an & service pte
Durée de 5 ans

	2011	2012	2013	2014	2015
Revenus d'entreposage	21 139,1	21 139,1	21 139,1	21 139,1	21 139,1
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2
Bénéfice (perte) avant impôt	11 058,6	9 483,2	9 431,0	9 377,3	9 322,4
Impôts présumés	3 140,6	2 693,2	2 678,4	2 663,2	2 647,6
Bénéfice net (perte nette)	7 918,0	6 790,0	6 752,6	6 714,1	6 674,8
Taux d'impôt	28,40%				

Tableau 11

Intragaz société en commandite Résultats proforma Scénario : Fournisseur B, Option 8 - SH an & cession & service pte Durée de 5 ans					
	2011	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**
Revenus d'entreposage	18 089,0	18 089,0	18 089,0	18 089,0	18 089,0
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2
Bénéfice (perte) avant impôt	8 008,5	6 433,1	6 380,9	6 327,2	6 272,3
Impôts présumés	2 274,4	1 827,0	1 812,2	1 796,9	1 781,3
Bénéfice net (perte nette)	5 734,1	4 606,1	4 568,7	4 530,3	4 491,0
Taux d'impôt	28,40%				

Tableau 12

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur A, Option 4 - SH hiver
Durée de 15 ans

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Revenus d'entreposage	9 267,2	9 267,2	9 267,2	9 267,2	9 267,2	9 267,2	9 267,2	9 267,2	9 267,2	9 267,2	9 267,2	9 267,2	9 267,2
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6	5 122,8	5 238,6	5 357,0	5 478,1	5 601,9	5 728,5	5 858,0	5 990,4
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9	3 608,0	3 638,1	3 668,2	3 698,3	3 728,4	3 758,5	3 788,6	3 818,7
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2	3 142,4	3 054,6	2 965,8	2 876,0	2 785,1	2 693,3	2 600,4	2 506,5
Bénéfice (perte) avant impôt	-813,3	-2 388,7	-2 440,9	-2 494,6	-2 549,5	-2 606,0	-2 664,1	-2 723,8	-2 785,2	-2 848,2	-2 913,1	-2 979,8	-3 048,4
Impôts présumés	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bénéfice net (perte nette)	-813,3	-2 388,7	-2 440,9	-2 494,6	-2 549,5	-2 606,0	-2 664,1	-2 723,8	-2 785,2	-2 848,2	-2 913,1	-2 979,8	-3 048,4
Taux d'impôt	28,40%												

Tableau 13

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur A, Option 5 - SH an
Durée de 15 ans

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Revenus d'entreposage	20 154,7	20 154,7	20 154,7	20 154,7	20 154,7	20 154,7	20 154,7	20 154,7	20 154,7	20 154,7	20 154,7	20 154,7	20 154,7
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6	5 122,8	5 238,6	5 357,0	5 478,1	5 601,9	5 728,5	5 858,0	5 990,4
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9	3 608,0	3 638,1	3 668,2	3 698,3	3 728,4	3 758,5	3 788,6	3 818,7
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2	3 142,4	3 054,6	2 965,8	2 876,0	2 785,1	2 693,3	2 600,4	2 506,5
Bénéfice (perte) avant impôt	10 074,2	8 498,8	8 446,6	8 392,9	8 338,0	8 281,5	8 223,4	8 163,7	8 102,3	8 039,3	7 974,4	7 907,7	7 839,1
Impôts présumés	2 861,1	2 413,7	2 398,8	2 383,6	2 368,0	2 351,9	2 335,4	2 318,5	2 301,1	2 283,2	2 264,7	2 245,8	2 226,3
Bénéfice net (perte nette)	7 213,1	6 085,1	6 047,8	6 009,3	5 970,0	5 929,6	5 888,0	5 845,2	5 801,2	5 756,1	5 709,7	5 661,9	5 612,8
Taux d'impôt	28,40%												

Tableau 14

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur A, Option 6 - SH hiver & service pte
Durée de 15 ans

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Revenus d'entreposage	10 214,1	10 214,1	10 214,1	10 214,1	10 214,1	10 214,1	10 214,1	10 214,1	10 214,1	10 214,1	10 214,1	10 214,1	10 214,1
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6	5 122,8	5 238,6	5 357,0	5 478,1	5 601,9	5 728,5	5 858,0	5 990,4
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9	3 608,0	3 638,1	3 668,2	3 698,3	3 728,4	3 758,5	3 788,6	3 818,7
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2	3 142,4	3 054,6	2 965,8	2 876,0	2 785,1	2 693,3	2 600,4	2 506,5
Bénéfice (perte) avant impôt	133,6	-1 441,8	-1 494,0	-1 547,7	-1 602,6	-1 659,1	-1 717,2	-1 776,9	-1 838,3	-1 901,3	-1 966,2	-2 032,9	-2 101,5
Impôts présumés	37,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bénéfice net (perte nette)	95,7	-1 441,8	-1 494,0	-1 547,7	-1 602,6	-1 659,1	-1 717,2	-1 776,9	-1 838,3	-1 901,3	-1 966,2	-2 032,9	-2 101,5
Taux d'impôt	28,40%												

Tableau 15

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur A, Option 7 - SH an & service pte
Durée de 15 ans

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Revenus d'entreposage	15 827,3	15 827,3	15 827,3	15 827,3	15 827,3	15 827,3	15 827,3	15 827,3	15 827,3	15 827,3	15 827,3	15 827,3	15 827,3
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6	5 122,8	5 238,6	5 357,0	5 478,1	5 601,9	5 728,5	5 858,0	5 990,4
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9	3 608,0	3 638,1	3 668,2	3 698,3	3 728,4	3 758,5	3 788,6	3 818,7
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2	3 142,4	3 054,6	2 965,8	2 876,0	2 785,1	2 693,3	2 600,4	2 506,5
Bénéfice (perte) avant impôt	5 746,8	4 171,4	4 119,2	4 065,5	4 010,6	3 954,1	3 896,0	3 836,3	3 774,9	3 711,9	3 647,0	3 580,3	3 511,7
Impôts présumés	1 632,1	1 184,7	1 169,9	1 154,6	1 139,0	1 123,0	1 106,5	1 089,5	1 072,1	1 054,2	1 035,7	1 016,8	997,3
Bénéfice net (perte nette)	4 114,7	2 986,7	2 949,3	2 910,9	2 871,6	2 831,1	2 789,5	2 746,8	2 702,8	2 657,7	2 611,3	2 563,5	2 514,4
Taux d'impôt	28,40%												

Tableau 16

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur A, Option 8 - SH an & cession & service pte
Durée de 15 ans

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Revenus d'entreposage	20 512,5	20 512,5	20 512,5	20 512,5	20 512,5	20 512,5	20 512,5	20 512,5	20 512,5	20 512,5	20 512,5	20 512,5	20 512,5
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6	5 122,8	5 238,6	5 357,0	5 478,1	5 601,9	5 728,5	5 858,0	5 990,4
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9	3 608,0	3 638,1	3 668,2	3 698,3	3 728,4	3 758,5	3 788,6	3 818,7
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2	3 142,4	3 054,6	2 965,8	2 876,0	2 785,1	2 693,3	2 600,4	2 506,5
Bénéfice (perte) avant impôt	10 432,0	8 856,6	8 804,4	8 750,7	8 695,8	8 639,3	8 581,2	8 521,5	8 460,1	8 397,1	8 332,2	8 265,5	8 196,9
Impôts présumés	2 962,7	2 515,3	2 500,4	2 485,2	2 469,6	2 453,6	2 437,1	2 420,1	2 402,7	2 384,8	2 366,3	2 347,4	2 327,9
Bénéfice net (perte nette)	7 469,3	6 341,3	6 304,0	6 265,5	6 226,2	6 185,7	6 144,1	6 101,4	6 057,4	6 012,3	5 965,9	5 918,1	5 869,0
Taux d'impôt	28,40%												

Tableau 17

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur B, Option 4 - SH hiver
Durée de 15 ans

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Revenus d'entreposage	47 696,0	47 696,0	47 696,0	47 696,0	47 696,0	47 696,0	47 696,0	47 696,0	47 696,0	47 696,0	47 696,0	47 696,0	47 696,0
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6	5 122,8	5 238,6	5 357,0	5 478,1	5 601,9	5 728,5	5 858,0	5 990,4
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9	3 608,0	3 638,1	3 668,2	3 698,3	3 728,4	3 758,5	3 788,6	3 818,7
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2	3 142,4	3 054,6	2 965,8	2 876,0	2 785,1	2 693,3	2 600,4	2 506,5
Bénéfice (perte) avant impôt	37 615,5	36 040,1	35 987,9	35 934,2	35 879,3	35 822,8	35 764,7	35 705,0	35 643,6	35 580,6	35 515,7	35 449,0	35 380,4
Impôts présumés	10 682,8	10 235,4	10 220,6	10 205,3	10 189,7	10 173,7	10 157,2	10 140,2	10 122,8	10 104,9	10 086,5	10 067,5	10 048,0
Bénéfice net (perte nette)	26 932,7	25 804,7	25 767,3	25 728,9	25 689,6	25 649,1	25 607,5	25 564,8	25 520,8	25 475,7	25 429,2	25 381,5	25 332,4
Taux d'impôt	28,40%												

Tableau 18

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur B, Option 5 - SH an
Durée de 15 ans

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Revenus d'entreposage	23 698,2	23 698,2	23 698,2	23 698,2	23 698,2	23 698,2	23 698,2	23 698,2	23 698,2	23 698,2	23 698,2	23 698,2	23 698,2
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6	5 122,8	5 238,6	5 357,0	5 478,1	5 601,9	5 728,5	5 858,0	5 990,4
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9	3 608,0	3 638,1	3 668,2	3 698,3	3 728,4	3 758,5	3 788,6	3 818,7
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2	3 142,4	3 054,6	2 965,8	2 876,0	2 785,1	2 693,3	2 600,4	2 506,5
Bénéfice (perte) avant impôt	13 617,7	12 042,3	11 990,1	11 936,4	11 881,5	11 825,0	11 766,9	11 707,2	11 645,8	11 582,8	11 517,9	11 451,2	11 382,6
Impôts présumés	3 867,4	3 420,0	3 405,2	3 389,9	3 374,3	3 358,3	3 341,8	3 324,8	3 307,4	3 289,5	3 271,1	3 252,1	3 232,7
Bénéfice net (perte nette)	9 750,3	8 622,3	8 584,9	8 546,5	8 507,2	8 466,7	8 425,1	8 382,4	8 338,4	8 293,3	8 246,8	8 199,1	8 149,9
Taux d'impôt	28,40%												

Tableau 19

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur B, Option 6 - SH hiver & service pte
Durée de 15 ans

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Revenus d'entreposage	43 214,3	43 214,3	43 214,3	43 214,3	43 214,3	43 214,3	43 214,3	43 214,3	43 214,3	43 214,3	43 214,3	43 214,3	43 214,3
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6	5 122,8	5 238,6	5 357,0	5 478,1	5 601,9	5 728,5	5 858,0	5 990,4
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9	3 608,0	3 638,1	3 668,2	3 698,3	3 728,4	3 758,5	3 788,6	3 818,7
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2	3 142,4	3 054,6	2 965,8	2 876,0	2 785,1	2 693,3	2 600,4	2 506,5
Bénéfice (perte) avant impôt	33 133,8	31 558,4	31 506,2	31 452,5	31 397,6	31 341,1	31 283,0	31 223,3	31 161,9	31 098,9	31 034,0	30 967,3	30 898,7
Impôts présumés	9 410,0	8 962,6	8 947,8	8 932,5	8 916,9	8 900,9	8 884,4	8 867,4	8 850,0	8 832,1	8 813,7	8 794,7	8 775,2
Bénéfice net (perte nette)	23 723,8	22 595,8	22 558,4	22 520,0	22 480,7	22 440,2	22 398,6	22 355,9	22 311,9	22 266,8	22 220,3	22 172,6	22 123,5
Taux d'impôt	28,40%												

Tableau 20

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur B, Option 7 - SH an & service pte
Durée de 15 ans

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Revenus d'entreposage	30 822,2	30 822,2	30 822,2	30 822,2	30 822,2	30 822,2	30 822,2	30 822,2	30 822,2	30 822,2	30 822,2	30 822,2	30 822,2
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6	5 122,8	5 238,6	5 357,0	5 478,1	5 601,9	5 728,5	5 858,0	5 990,4
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9	3 608,0	3 638,1	3 668,2	3 698,3	3 728,4	3 758,5	3 788,6	3 818,7
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2	3 142,4	3 054,6	2 965,8	2 876,0	2 785,1	2 693,3	2 600,4	2 506,5
Bénéfice (perte) avant impôt	20 741,7	19 166,3	19 114,1	19 060,4	19 005,5	18 949,0	18 890,9	18 831,2	18 769,8	18 706,8	18 641,9	18 575,2	18 506,6
Impôts présumés	5 890,6	5 443,2	5 428,4	5 413,2	5 397,6	5 381,5	5 365,0	5 348,1	5 330,6	5 312,7	5 294,3	5 275,4	5 255,9
Bénéfice net (perte nette)	14 851,1	13 723,1	13 685,7	13 647,2	13 607,9	13 567,5	13 525,9	13 483,1	13 439,2	13 394,1	13 347,6	13 299,8	13 250,7
Taux d'impôt	28,40%												

Tableau 21

Intragaz société en commandite
Résultats proforma
Scénario : Fournisseur B, Option 8 - SH an & cession & service pte
Durée de 15 ans

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Revenus d'entreposage	25 033,0	25 033,0	25 033,0	25 033,0	25 033,0	25 033,0	25 033,0	25 033,0	25 033,0	25 033,0	25 033,0	25 033,0	25 033,0
Dépenses d'exploitation	4 581,2	4 684,7	4 790,6	4 898,9	5 009,6	5 122,8	5 238,6	5 357,0	5 478,1	5 601,9	5 728,5	5 858,0	5 990,4
Charges d'amortissements	3 457,5	3 487,6	3 517,7	3 547,8	3 577,9	3 608,0	3 638,1	3 668,2	3 698,3	3 728,4	3 758,5	3 788,6	3 818,7
Frais financiers	2 041,8	3 483,6	3 399,8	3 315,1	3 229,2	3 142,4	3 054,6	2 965,8	2 876,0	2 785,1	2 693,3	2 600,4	2 506,5
Bénéfice (perte) avant impôt	14 952,5	13 377,1	13 324,9	13 271,2	13 216,3	13 159,8	13 101,7	13 042,0	12 980,6	12 917,6	12 852,7	12 786,0	12 717,4
Impôts présumés	4 246,5	3 799,1	3 784,3	3 769,0	3 753,4	3 737,4	3 720,9	3 703,9	3 686,5	3 668,6	3 650,2	3 631,2	3 611,7
Bénéfice net (perte nette)	10 706,0	9 578,0	9 540,6	9 502,2	9 462,9	9 422,4	9 380,8	9 338,1	9 294,1	9 249,0	9 202,5	9 154,8	9 105,7
Taux d'impôt	28,40%												

Question :

29.2 Veuillez expliquer et justifier votre demande d'un ratio de 46 % de capitaux propres cité à la référence (ii) comparativement à une structure présumée de 38,5 % de capitaux propres et de 7,5 % d'actions privilégiées de Gaz Métro de la référence (v).

Réponse :

En matière de coût en capital, Intragaz vise essentiellement deux objectifs :

1) Une approche simple et défendable

2) Une structure de capital qui reflète son coût de capital réel.

Le premier objectif est atteint en utilisant le ratio d'équité et le taux de rendement sur équité de Gaz Métro (voir Intragaz-1, document 1, section 11 iii, pages 24 et 25).

Le deuxième objectif est atteint en utilisant le coût réel de la dette d'Intragaz (voir Intragaz-1, document 1, section 11 iii, page 24, lignes 32 et 33).

Étant donné qu'Intragaz ne prévoit pas avoir recours à des actions privilégiées, elle n'a pas inclus d'actions privilégiées dans sa structure. Procéder autrement ferait en sorte que la structure de capital utilisée pour fins de tarification ne refléterait pas la réalité.

Question :

29.3 À la référence (v), on constate que le taux de rendement des actions privilégiées de Gaz Métro est inférieur au taux de rendement de l'avoir propre, veuillez quantifier et justifier le coût additionnel, sur la période proposée de 15 ans, de votre demande d'un ratio de 46 % de capitaux propres.

Réponse :

Voir aussi la réponse à la question 29.2 de la Régie.

Le tableau ci-après démontre l'impact de remplacer 7,5 % d'équité par des actions privilégiées dans la structure de capital d'Intragaz. Nous avons utilisé un taux de rendement de 5,596 % sur ces dernières représentant le taux de rendement des actions privilégiées de Gaz Métro.

Tableau 22

Impact d'une structure à 46 % équité versus 37,5 % équité et 7,5 % actions privilégiés (000$)					
	2011	2012	2013	2014	2015
Revenu plafond	567,2 $	554,7 $	541,3 $	527,8 $	514,2 $
	2016	2017	2018	2019	2020
Revenu plafond	500,3 $	486,4 $	472,2 $	457,9 $	443,4 $
	2021	2022	2023	2024	2025
Revenu plafond	428,8 $	414,0 $	399,1 $	384,0 $	368,7 $

Tableau 23

1	Structure de capital d'Intragaz (2011)			
		(1)	(2)	(3)
2		**Pondération**	**Taux**	**Taux pondéré**
3		**(%)**	**(%)**	**(%)**
5	Dette	35,16	5,45	1,92
7	Actions priv.	7,50	5,596	0,42
		100,00		**7,55**

Tableau 24

1	Structure de capital d'Intragaz (2012)			
		(1)	(2)	(3)
2		**Pondération**	**Taux**	**Taux pondéré**
3		**(%)**	**(%)**	**(%)**
4				(Col. 1 X col. 2)
5	Dette	54,00	6,20	3,35
6	Équité	38,50	9,09	3,50
7	Actions priv.	7,50	5,596	0,42
8		**100,00**		**7,27**

Question :

29.4 Veuillez présenter quelles seraient les valeurs de la société Intragaz et les montants maximum d'un prêt qu'un prêteur serait prêt à consentir à Intragaz à partir des revenus et dépenses annuelles incluant les impôts présumés d'Intragaz si les tarifs d'emmagasinage étaient établis selon chacune des options 4 à 8, selon chaque fournisseur et selon chaque durée présentés par Gaz Métro à la référence (iv) et compte tenu des hypothèses suivantes :

- des dépenses en capital annuelles de l'ordre de 1 M$ tel qu'indiqué à la référence (ii);
- d'une portion de capitaux propres de 38,5 % de capitaux propres à un taux de 9,09 % tel que proposé à la référence (iii);
- des ratios financiers semblables à ceux de Gaz Métro afin d'obtenir la même cote de crédit que Gaz Métro obtient des agences de notation de crédit (veuillez présenter vos ratios et justifier vos hypothèses);
- d'un taux d'intérêt sur la dette de 6,2 % tel qu'indiqué à la référence (iii).

Réponse :

C'est avec regret qu'Intragaz n'est pas en mesure de répondre à cette question, et ce, pour différentes raisons :

- La question semble combiner des concepts de coûts évités et de coût de service qui nous paraissent incompatibles. La question demande de calculer des revenus selon la méthode des coûts évités, mais en tenant compte d'un rendement de 9,09 % sur équité.

- La question demande aussi de tenir compte de ratios financiers alors que ceux-ci seront plutôt fonction des revenus générés. En d'autres mots, la question semble impliquer que ces ratios seraient des « intrants » (ou hypothèses), alors que si les revenus sont fixés indépendamment des ratios souhaités, ceux-ci seront plutôt des « extrants ».

- Il n'est pas clair pour nous ce qui est entendu par « valeurs de la société Intragaz » ou par « des ratios financiers semblables à ceux de Gaz Métro afin d'obtenir la même cote de crédit que Gaz Métro obtient des agences de notation de crédit ».

- Nous n'avons ni les connaissances ni les compétences pour fournir certains éléments de la question, notamment ce qui serait requis afin qu'Intragaz obtienne la même cote de crédit de Gaz Métro et les sommes qu'un prêteur serait disposé à lui consentir en vertu des 20 scénarios demandés.

Pour toutes ces raisons, Intragaz se sent incapable de répondre à la question.

Question :

29.5 Les paragraphes 9, 11, 19, 20, 21 et 22 de la référence (i) semblent indiquer que le risque de récupération des capitaux investis dans Intragaz s'est matérialisé. Au paragraphe 7 de la référence (i), Intragaz affirme que la « *méthode des coûts évités a permis de faire assumer par les investisseurs les risques* ». Dans un scénario où une partie des capitaux investis ne seraient pas récupérables, quel devrait être le risque à être assumé par les actionnaires. Veuillez expliquer et justifier.

Réponse :

Il semble y avoir confusion au niveau des différents risques encourus par Intragaz et ceux pour lesquels les actionnaires ont été compensés.

Les risques auxquels la référence (i) fait allusion sont les risques liés au développement du stockage au Québec. Nous vous référons également à Intragaz-1, Document 1, section 6, pages 10 et 11. Clairement, lorsque la Régie a adopté la méthode des coûts évités, elle cherchait à inciter les investisseurs à assumer seuls les risques de développement. Elle avait même noté dans sa décision D-89-21 qu'« aucun investisseur ne s'est montré intéressé à réaliser le projet en fonction des taux fixés par la Régie dans l'ordonnance G-485. » La décision G-485 était basée sur le coût de service et prévoyait même une prime de risque pour les 5 premières années. De toute évidence, cette prime de risque n'a pas été suffisante pour attirer des investisseurs.

La Régie indiquait à la page 19 de sa décision G-475 que « cette incertitude sur le comportement du gisement durant la phase de développement introduit un élément aléatoire dans la décision que la Régie doit prendre. » À la page 8 de sa décision D-89-21, la Régie s'est dite satisfaite car elle observait « que les risques du projet sont entièrement supportés par Soquip et GazPlus ».

À cet égard, les tarifs en vertu de la méthode des coûts évités peuvent être comparés à des tarifs de développement. Les investisseurs ont bel et bien assumé seuls les risques de développement. Il est donc juste de conclure que la méthode des coûts évités a permis de compenser les investisseurs pour de tels risques.

L'analyse des rendements historiques confirme en effet que les investisseurs ont été compensés pour les risques de développement initiaux. Voir à cet effet la réponse à la question 1.7 de l'ACIG.

La situation à laquelle Intragaz est confrontée aujourd'hui est toute autre et n'a rien à voir avec les risques pour lesquels les investisseurs ont été compensés par le passé. En effet, la situation actuelle découle du fait que la méthode des coûts évités, qui avait été adoptée pour inciter les investisseurs et qui a permis le développement du stockage au Québec, ne peut plus en assurer la survie. Il faut donc passer à une autre méthode.

Les risques pour lesquels les actionnaires ont été compensés sont ceux liés au développement et les actionnaires ont bel et bien assumé ces risques. Par contre, il

serait déraisonnable de suggérer que les actionnaires devraient assumer des risques pour lesquels ils n'ont pas été compensés.

En effet, l'analyse des rendements historiques permet de conclure ce qui suit : (voir réponse à la question 1.7 de l'ACIG):

- Les rendements réalisés de la période 1991 à 1997 démontrent que les tarifs offraient une prime de risque pour compenser le « risque de développement » du site de Pointe-du-Lac. Le rendement sur équité réalisé par Intragaz durant la période 1991-1997, soit 21,89%, s'apparente au rendement attendu au début du projet, soit 20% (Voir la décision G-475, page 12 dans le dossier R-3135-88).

- En revanche, le rendement moyen réalisé par Intragaz durant la période 1998-2010 s'avère moins élevé que celui réalisé par Gaz Métro durant la même période, soit 9,62% par rapport à 10,27%. Il en est de même pour le rendement annuel réalisé sur 20 ans, même en tenant compte des rendements de la période 1991-1997, et sur les 10 dernières années.

- Voici un résumé des rendements historiques sur équité:

Tableau 25

Rendements historiques sur équité [3]		
Période	**Intragaz (%)**	**Gaz Métro (%)**
1991-1997 [1]	21,89	12,64
1998-2010 [1]	9,62	10,27
1991-2010 [2]	10,25	10,95
2001-2010 [2]	9,42	10,20

1. Moyenne simple
2. Moyenne pondérée
3. Voir réponse à la question 1.7 de l'ACIG

Il est donc évident que les actionnaires d'Intragaz ont bénéficié d'une prime de risque durant les premières années de « développement » du site de stockage de Pointe-du-Lac, risque qu'ils ont pleinement assumé. Il est aussi évident que les actionnaires n'ont pas été compensés pour d'autres risques importants tels une baisse importante dans les revenus ou le non renouvellement d'un contrat.

RÉPONSE D'INTRAGAZ À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1

Date : 14 avril 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Références : Pièce B-0003, Intragaz-1, document 1, page 38, tableau 10 et page 34.

Préambule :

Page 38
« 9. Écarts de rendement Remboursement ou récupération des écarts de rendement excédant 0,75 % »

Page 34
Intragaz propose la création d'un compte d'écart sur le coût du capital.

« Quant aux comptes d'écart sur le coût du capital et sur les dépenses d'entretien et de réparation, ils serviront à faire l'adéquation entre les estimations et le réel. »

Question :

30.1 Veuillez expliquer comment a été établi le seuil de remboursement ou de récupération des écarts de rendement excédant 0,75 %. Veuillez expliquer si Intragaz a considéré d'autres seuils.

Réponse :

Tel qu'indiqué dans sa preuve (voir Intragaz-1, document 1, page 32, lignes 12 à 18), Intragaz vise « un équilibre qui permettrait de protéger les clients des rendements excédentaires importants tout en fournissant un certain incitatif à Intragaz pour poursuivre dans la voie de l'efficacité. Il vise aussi l'atteinte d'un équilibre dans la protection d'Intragaz lors de situations imprévues qui pourraient résulter en un manque à gagner important tout en évitant de modifier trop fréquemment le mécanisme de revenu plafond, ce qui aurait pour effet de réduire la stabilité des coûts pour les clients. » Le niveau approprié du seuil relève du jugement. Un seuil plus élevé offrirait plus d'incitatif à Intragaz mais l'exposerait aussi à un plus grand risque et réduirait la protection du client. À l'opposé, un seuil plus faible protégerait davantage le client et Intragaz mais réduirait l'incitatif et pourrait se traduire par un remboursement/récupération plus fréquent. En fin de compte, c'est vraiment une question d'équilibre.

Question :

30.2 Veuillez indiquer si Intragaz aurait objection à la création d'un compte de frais reportés qui inclut le compte d'écart sur le coût en capital et les écarts de rendement au lieu de la proposition de remboursement ou récupération des écarts de rendement excédant 0,75 %.Veuillez expliquer et motiver.

Réponse :

Si nous comprenons bien la question, il y aurait un compte de frais reportés qui inclurait les écarts de rendement. Ceci ferait en sorte qu'Intragaz aurait essentiellement un rendement garanti, ni plus ni moins. Du point de vue d'Intragaz une telle situation éliminerait les risques, mais éliminerait aussi les incitatifs à la performance, ce qui affecterait négativement la culture d'entreprise et risquerait de miner sa performance à plus long terme. De point de vue du client, il profiterait de tout excédent de rendement, mais devrait absorber tout manque à gagner et serait pénalisé à la longue à cause du manque d'incitatif offert à Intragaz.