

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association des consommateurs industriels de gaz (Bernard Otis)

Composition de la clientèle, concurrence de l'électricité et comptes de frais reportés

Références : D-2009-156 pages 66 et 68

Préambule :

« [271] Le risque d'affaires du distributeur a fait l'objet d'un examen en profondeur en 2007. Sur la base des preuves entendues dans la présente audience, la Régie refait en 2009 l'examen de ce risque.

[281] Tel que mentionné dans sa décision D-2007-116, la Régie évalue le risque global de l'entreprise supérieur à la moyenne, notamment en raison de la composition de sa clientèle et de la concurrence de l'électricité au Québec. Cependant, elle tient compte dans son appréciation de la couverture plus étendue de ces mêmes risques par des comptes de frais reportés.

[282] La Régie juge que le risque de l'entreprise ne s'est pas modifié significativement depuis la décision D-2007-116 et qu'il est supérieur à celui d'un distributeur repère. »

Question :

1.1 Veuillez préparer un tableau résumant le nombre de clients par tarif, les volumes annuels de distribution par tarif, les revenus de distribution par tarif et les frais fixes de distribution par tarif pour les exercices financiers de 2000 à 2012 inclusivement. (données réelles sauf pour 2012). Par tarif : tarif D1, tarifs fixes, tarif D3, tarif D4, tarif D5 et tarif.

Réponse :

Voir le tableau ci-après :

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2012, R-3752-2011

Nombre de clients	2000¹	2001¹	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011²	2012
D1 (Inclus tarifs fixes)	149 489	150 432	151 578	153 156	155 487	160 140	164 855	168 829	172 981	177 064	180 046	183 158	187 906
DM	940	1 059	1 164	1 227	1 349	1 459	1 531	1 607	1 645	1 672	1 646	1 641	0
D3	269	230	242	228	165	127	94	64	45	40	38	36	422
D4	118	117	114	108	104	96	89	85	82	79	77	76	78
D5	267	258	254	245	237	217	204	177	164	153	149	152	155
GAC	0	0	0	0	0	2	13	11	19	20	30	18	0
	151 082	152 096	153 351	154 965	157 342	162 040	166 786	170 774	174 936	179 027	181 987	185 081	188 561

Volumes annuels en 10³m³	2000¹	2001¹	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011²	2012
D1	2 164 746	2 202 222	2 049 983	1 999 667	2 015 135	1 950 700	1 989 944	1 987 518	1 966 681	1 906 051	1 895 242	1 850 510	2 396 907
DM	534 588	605 579	617 326	644 127	699 486	792 668	831 888	839 538	846 582	847 814	813 644	831 290	0
D3	134 669	124 487	114 741	110 330	96 202	70 750	56 092	45 287	37 248	34 050	32 178	31 817	246 024
D4	1 845 064	1 890 803	1 586 797	1 628 203	1 705 584	1 682 276	1 601 875	2 435 043	1 783 315	1 323 963	1 464 306	1 480 333	1 447 362
D5	1 600 274	1 304 024	1 320 126	944 874	959 511	807 829	772 539	787 493	890 700	734 039	866 264	852 966	1 008 791
GAC	0	0	0	0	0	5 873	237 327	155 360	280 343	283 586	365 380	328 084	54 419
	6 279 340	6 127 114	5 688 974	5 327 201	5 475 919	5 310 097	5 489 666	6 250 238	5 804 868	5 129 503	5 437 014	5 374 999	5 153 504

Revenus de distribution ('000 \$)	2000¹	2001¹	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011²	2012
D1	437 871 \$	452 708 \$	315 863 \$	314 630 \$	324 937 \$	304 141 \$	311 603 \$	332 427 \$	342 214 \$	348 442 \$	363 908 \$	346 513 \$	391 418 \$
DM	57 484 \$	66 381 \$	39 673 \$	42 094 \$	45 646 \$	48 674 \$	51 337 \$	56 943 \$	58 724 \$	61 934 \$	62 019 \$	58 680 \$	- \$
D3	15 495 \$	14 790 \$	7 342 \$	7 486 \$	6 005 \$	4 404 \$	3 194 \$	2 591 \$	2 038 \$	1 945 \$	1 746 \$	1 644 \$	14 055 \$
D4	114 277 \$	118 900 \$	43 012 \$	43 082 \$	46 490 \$	44 725 \$	42 016 \$	49 828 \$	48 729 \$	50 593 \$	47 747 \$	45 703 \$	45 031 \$
D5	84 613 \$	67 193 \$	26 038 \$	23 665 \$	19 438 \$	18 392 \$	17 528 \$	17 245 \$	23 154 \$	20 240 \$	23 645 \$	21 059 \$	26 729 \$
GAC	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	147 \$	3 690 \$	2 591 \$	7 345 \$	10 845 \$	20 687 \$	17 117 \$	1 760 \$
	709 739 \$	719 972 \$	431 927 \$	430 957 \$	442 516 \$	420 483 \$	429 369 \$	461 624 \$	482 204 \$	494 000 \$	519 752 \$	490 715 \$	478 992 \$

¹ Pour les années 2000 et 2001, les revenus sont regroupés, c'est-à-dire qu'ils incluent la distribution, le transport ainsi que l'équilibrage.

² Prévission 5/7 2011

³ L'information relative aux frais fixes de distribution n'est pas disponible au réel (années 2000 à 2011) mais seulement lors d'une prévision budgétaire. Ainsi, pour les frais fixes de distribution par tarif de l'année 2012, voir la pièce Gaz Métro-13, document 7.

Question :

1.2 Veuillez fournir les volumes interrompus durant les exercices financiers de 2000 à 2010 inclusivement et les interruptions prévues pour les exercices 2011 et 2012.

Réponse :

Le tableau suivant détaille les interruptions nettes réelles pour les années 2000 à 2010.

Année financière*	Interruptions nettes**
	<i>10³m³</i>
2000	288 975
2001	140 770
2002	1 457
2003	206 225
2004	82 064
2005	34 147
2006	871
2007	35 976
2008	24 140
2009	19 390
2010	11 595

* Facteur de conversion de 37,75 MJ/m³ pour les années 2000 à 2003

** Après l'application des services de dépannage et de gaz d'appoint pour éviter une journée d'interruption ainsi que des retraits interdits, réduisant le volume « brut » d'interruption

Les interruptions prévues aux causes tarifaires 2011 et 2012 sont les suivantes :

Année financière	Interruptions prévues
	<i>10³m³</i>
2011	41 303
2012	190 325

Question :

- 1.3 Veuillez fournir un sommaire de la situation concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout et à l'électricité pour les exercices financiers de 2000 à 2012 inclusivement. Veuillez présenter l'information en utilisant un format similaire aux Tableaux 6, 8 et 9 de Gaz Métro-4 Document 1 R-3752-2011.

Réponse :

Les tableaux qui suivent présentent l'évolution de la situation concurrentielle depuis l'année 1999-2000 jusqu'à l'année 2011-2012 prévisionnelle.

Pour le marché des grandes entreprises, seule la situation concurrentielle par rapport au mazout n° 6 à 2 % de soufre est présentée puisque la situation par rapport au mazout n° 6 à 1,5 % de soufre est pratiquement la même. Pour le marché affaires, le cas à profil stable au tarif D₃ n'est pas présenté puisque ce tarif a été fermé aux clients affaires pour presque toute la période considérée.

Situation concurrentielle historique – marché grandes entreprises

(Gaz naturel = 100) Palier tarifaire	Service continu		Service interruptible	
	4.6	4.7	5.5	5.7
1	Maz.6 2 %S.	Maz.6 2 %S.	Maz.6 2 %S.	Maz.6 2 %S.
2 1999-2000	82	87	86	94
3 2000-2001	62	64	64	69
4 2001-2002	84	89	90	96
5 2002-2003	65	67	68	70
6 2003-2004	55	57	58	60
7 2004-2005	57	59	60	62
8 2005-2006	75	77	79	81
9 2006-2007	83	86	88	91
10 2007-2008	115	117	119	125
11 2008-2009	115	120	124	129
12 2009-2010	153	160	165	172
13 2010-2011 (Prévision)	185	195	197	209
14 2011-2012 (Prévision)	183	191	193	204

Situation concurrentielle historique – marché résidentiel

Vol. annuel	Nouv. const.		Const. existante		Const. existante	
	Équip. neufs et efficaces		Équip. neufs et efficaces		Équip. existants	
	1 417 m ³		2 151 m ³		2 674 m ³	
	Mazout #2	Électricité	Mazout #2	Électricité	Mazout #2	Électricité
1						
2 1999-2000	86	120	93	129	88	108
3 2000-2001	73	87	78	92	73	76
4 2001-2002	66	103	71	110	66	91
5 2002-2003	84	93	88	98	83	81
6 2003-2004	78	94	81	98	75	80
7 2004-2005	103	98	106	102	99	83
8 2005-2006	104	89	107	92	99	75
9 2006-2007	111	106	114	109	106	89
10 2007-2008	140	105	145	109	134	89
11 2008-2009	112	104	116	108	107	89
12 2009-2010	118	109	124	114	115	93
13 2010-2011	145	115	153	122	143	100
14 2011-2012	141	115	150	122	140	100

Situation concurrentielle historique – marché affaires

(Gaz naturel = 100) Volume annuel	Profils chauffage								Profil stable n.d.
	14 600 m ³		41 500 m ³		100 000 m ³		400 000 m ³		
	Maz.#2	Électr.	Maz.#2	Électr.	Maz.#2	Électr.	Maz.#2	Électr.	
1									
2	1999-2000	90	134	97	150	102	152	108	171
3	2000-2001	74	94	77	101	79	99	81	107
4	2001-2002	68	114	71	125	73	125	75	138
5	2002-2003	83	101	87	109	90	108	93	118
6	2003-2004	72	99	75	108	77	106	79	116
7	2004-2005	100	102	105	110	108	108	113	117
8	2005-2006	102	93	107	99	110	96	113	103
9	2006-2007	112	109	118	117	122	115	128	125
10	2007-2008	144	107	153	115	160	114	169	123
11	2008-2009	112	106	118	114	123	112	129	121
12	2009-2010	123	113	130	122	136	121	144	132
13	2010-2011	154	121	164	131	173	131	185	143
14	2011-2012	155	120	165	131	174	130	186	142

- 1.4 Veuillez préparer un tableau qui résume tous les comptes de frais reportés disponibles à Gaz Métro pour chacun des exercices financiers de 2000 à 2012 inclusivement.

Réponse :

Voir le tableau ci-après.

Sommes imputées aux comptes de frais reportés incluant capital et intérêts en '000\$ cumulées au moment de leur intégration à la base de tarification

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Frais alloués aux intervenants (Notes 1 et 2)	661 \$	588 \$	748 \$	364 \$	555 \$	585 \$	619 \$	742 \$	1 368 \$	774 \$	343 \$
Provisions auto-assurance (Notes 1 et 2)	1 338 \$	27 \$	482 \$	61 \$	684 \$	1 913 \$	(232) \$	(816) \$	(656) \$	1 087 \$	(197) \$
Indemnités de départ (Notes 1 et 2)	583 \$	2 493 \$	3 910 \$	1 361 \$	1 295 \$	793 \$	847 \$	259 \$	3 581 \$	744 \$	1 042 \$
Redevance à la régie de l'Énergie (Note 1)	252 \$		305 \$	(1 064) \$	(1 569) \$	194 \$	394 \$	78 \$	1 214 \$	654 \$	(1 030) \$
Récupération revenus Fonds vert (Note 1)										3 652 \$	(782) \$
Application tardive de la grille tarifaire - Écart revenu (Note 1)									(27) \$	3 668 \$	(5 316) \$
Cotisation d'impôts	157 \$	(308) \$	(182) \$			(59) \$	(76) \$	(283) \$	(112) \$		19 \$
Stabilisation tarifaire - Température	28 939 \$	4 545 \$	53 047 \$	(17 429) \$	(912) \$	1 932 \$	30 995 \$	19 273 \$	13 482 \$	304 \$	41 205 \$
Stabilisation tarifaire - Intérêts								1 215 \$	420 \$	239 \$	(2 207) \$
Nivellement gaz perdu							8 901 \$	(81) \$	1 625 \$	8 625 \$	2 553 \$
Fonds vert annuel								13 271 \$	898 \$	3 853 \$	(6 196) \$
Trop perçu			(13 821) \$	(6 747) \$	(7 151) \$		(7 982) \$	(8 006) \$	(14 474) \$	(17 898) \$	(36 562) \$
PGÉÉ- Dépenses et subventions		(315) \$	30 \$	331 \$	1 313 \$	1 740 \$	4 144 \$	2 415 \$	(1 659) \$	(2 665) \$	(558) \$
Incitatif à l'atteinte du PGÉÉ									4 304 \$	4 308 \$	4 306 \$
Quote-part AEÉ									382 \$	(51) \$	1 480 \$
Mauvaises créances majeures		317 \$		1 298 \$	662 \$		641 \$			1 552 \$	353 \$
Cotisation régime des cadres										3 401 \$	
Gain perte disposition d'actifs										280 \$	
Allègement des dépenses d'exploitation								3 112 \$			
Variation taux d'imposition et taxe sur le capital								(776) \$			
PGÉÉ - Pertes de revenus		(170) \$	(335) \$	(401) \$	78 \$	564 \$	522 \$	358 \$			
Aide à la substitution de l'énergie polluante CASEP	(129) \$										
Flexibilité tarifaire	403 \$										
Pass-on sur frais d'entreposage			(1 663) \$								
Pass-on sur frais d'équilibrage de pointe				(15) \$	(393) \$	(89) \$	(1 189) \$	(12) \$	(873) \$	994 \$	398 \$
Pass-on sur frais d'équilibrage d'espace				(375) \$	(585) \$	(90) \$	(949) \$	2 823 \$	(328) \$	(3 957) \$	(2 942) \$
Frais d'équilibrage transférés de la fourniture							6 355 \$	12 366 \$	1 947 \$	2 840 \$	9 965 \$
Récupération du revenu requis	1 464 \$										

L'ensemble de ces comptes de frais reportés se traduit par une dépense d'amortissement dans l'exercice financier subséquent.

Note 1: Comptes de frais reportés dans lesquels les sommes imputées sont du 1er mars de l'année précédente au 28 février de l'année courante.

Note 2: Comptes de frais reportés dans lesquels les dépenses sont directement imputées, elle ne représentent donc pas un écart par rapport au budget mais bien une dépense réelle pour les 12 mois se terminant le 28 février.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association des consommateurs industriels de gaz (Bernard Otis)

Mécanisme incitatif et Taux de rendement autorisés et réalisés

Références : (i) D-2009-156 page 67
(ii) Gaz Métro-7 Document 11 Graphique 1 p 6

Préambule :

« [280] La Régie ne juge pas que le risque de l'entreprise s'est accru de façon significative en raison de l'instauration du Mécanisme. La Régie juge que ce Mécanisme offre l'opportunité de tenir compte, à chaque année, du revenu requis de l'entreprise aux fins de la fixation des tarifs, ce qui l'apparente à cet égard aux régimes traditionnels basés sur le coût de service. »

Question :

2.1 Veuillez fournir les taux de rendement autorisés qui ont été utilisés pour préparer la courbe Gaz Métro au Graphique 1.

Réponse :

Gaz Métro joint les données utilisées.

Question :

2.2 Veuillez fournir un tableau comparatif indiquant les taux de rendement autorisés et réalisés, avant et après bonification de rendement, pour chacune des années 1999 à 2011 inclusivement.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 18.7 de la Régie (Gaz Métro-7, Document 12.5).

Question :

- 2.3** Veuillez confirmer que le mécanisme incitatif présentement en vigueur vient à échéance à la fin de l'exercice financier 2012.

Réponse :

Gaz Métro confirme.

Question :

- 2.4** Gaz Métro a-t-elle reflété des gains de productivité dans l'établissement des tarifs pour l'année en cours?

Réponse :

Oui. Gaz Métro tient compte du gain de productivité prévu pour l'exercice 2012 pour établir les tarifs.

Question :

- 2.5** Gaz Métro prévoit-elle des gains de productivité pour l'exercice 2012?

Réponse :

Oui. Gaz Métro prévoit un gain de productivité de 10,7 M\$ pour l'exercice 2012.

Question :

- 2.6** Gaz Métro aura-t-elle une dette non remboursée envers les consommateurs à la fin du présent mécanisme incitatif?

Réponse :

Gaz Métro ne prévoit pas avoir de dette non remboursée.

Allowed Return on Equity

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
AltaGas	9,50%	9,50%	8,93%	8,51%	8,75%	9,00%	9,00%	9,00%
ATCO Gas	9,50%	9,50%	8,93%	8,51%	8,75%	9,00%	9,00%	9,00%
Enbridge Gas Distribution	9,69%	9,57%	8,74%	8,39%	8,39%	8,39%	8,39%	8,39%
Enbridge Gas NB	13,00%	13,00%	13,00%	13,00%	13,00%	13,00%	13,00%	10,90%
FortisBC	9,76%	9,43%	9,20%	8,77%	9,02%	8,87%	9,90%	9,90%
Terasen Gas	9,15%	9,03%	8,80%	8,37%	8,62%	8,47%	9,50%	9,50%
Terasen Gas Vancouver Island	9,65%	9,53%	9,50%	9,07%	9,32%	9,17%	10,00%	10,00%
Terasen Gas Whistler	9,75%	9,63%	9,40%	8,97%	9,22%	8,97%	10,00%	10,00%
Gazifère	9,86%	10,10%	9,34%	8,90%	9,18%	8,82%	8,89%	9,10%
Heritage Gas	13,00%	13,00%	13,00%	13,00%	13,00%	13,00%	13,00%	13,00%
Pacific Northern Gas, Ltd.								
Western Division	9,80%	9,68%	9,45%	9,02%	9,27%	9,12%	10,15%	10,15%
Fort St. John/Dawson Creek Division	9,56%	9,43%	9,20%	8,77%	9,02%	8,87%	9,90%	9,90%
Tumbler Ridge Division	9,80%	9,68%	9,45%	9,02%	9,27%	9,12%	10,15%	10,15%
Union Gas Limited	9,62%	9,62%	9,63%	8,54%	8,54%	8,54%	8,54%	8,54%
<i>Revised Ontario Formula*</i>						9,75%	9,85%	9,66%

** Note: Enbridge Gas Distribution and Union Gas are subject to 5-year performance based rate plans in Ontario, with fixed ROE's established in 2007 according to the Ontario formula which prevailed at that time. In 2009, the Ontario Energy Board revised its formula, and has since issued annual updates. Both utilities will be eligible to apply for the new formula when they re-base rates for 2012. The new formula rate is reported here for reference. The ROE figures reported here exclude any earnings sharing.*

Allowed Common Equity Ratio

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
AltaGas	41,00%	41,00%	41,00%	41,00%	41,00%	43,00%	43,00%	43,00%
ATCO Gas	37,00%	38,00%	38,00%	38,00%	38,00%	39,00%	39,00%	39,00%
Enbridge Gas Distribution	35,00%	35,00%	35,00%	36,00%	36,00%	36,00%	36,00%	36,00%
Enbridge Gas NB	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	45,00%
FortisBC	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%
Terasen Gas	33,00%	33,00%	35,00%	35,00%	35,01%	35,01%	40,00%	40,00%
Terasen Gas Vancouver Island	35,00%	35,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%
Terasen Gas Whistler	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%	40,00%	40,00%	40,00%
Gazifère	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%
Heritage Gas	45,00%	45,00%	45,00%	45,00%	45,00%	45,00%	45,00%	45,00%
Pacific Northern Gas, Ltd.								
Western Division	36,00%	N/D	40,00%	40,00%	40,00%	40,00%	45,00%	45,00%
Fort St. John/Dawson Creek Division	36,00%	36,00%	36,00%	36,00%	36,00%	36,00%	40,00%	40,00%
Tumbler Ridge Division	36,00%	36,00%	36,00%	36,00%	36,00%	36,00%	40,00%	40,00%
Union Gas Limited	35,00%	35,00%	35,00%	36,00%	36,00%	36,00%	36,00%	36,00%

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2012, R-3752-2011

Company	Year	Allowed ROE	Capital Structure			Source
			Debt	Equity	Preferred	
AltaGas	2004	9,50%	59,00%	41,00%	N/A	AltaGas 2004 Annual Information Form
	2005	9,50%	59,00%	41,00%	N/A	AltaGas 2005 Annual Information Form, pg. 10; Decision U2004-423
	2006	8,93%	59,00%	41,00%	N/A	AltaGas 2005 Annual Information Form, pg. 10; Decision U2005-410
	2007	8,51%	59,00%	41,00%	N/A	AltaGas Investor Presentation, 4/16/2008
	2008	8,75%	59,00%	41,00%	N/A	AltaGas 2008 Annual Information Form
	2009	9,00%	57,00%	43,00%	N/A	AltaGas 2009 Annual Information Form
	2010	9,00%	57,00%	43,00%	N/A	AltaGas 2010 Annual Information Form
	2011	9,00%	57,00%	43,00%	N/A	Currently operating in regulatory lag, 2011 regulatory approval not expected until late in the year.
ATCO Gas	2004	9,50%	63,00%	37,00%		2004 ATCO Annual Information Form
	2005	9,50%	62,00%	38,00%		2007 Annual Information Form, pg. 28
	2006	8,93%	62,00%	38,00%		2007 Annual Information Form, pg. 28
	2007	8,51%	62,00%	38,00%		2007 Annual Information Form, pg. 28
	2008	8,75%	62,00%	38,00%		2008 ATCO Annual Information Form
	2009	9,00%	61,00%	39,00%		2009 ATCO Annual Information Form
	2010	9,00%	61,00%	39,00%		2010 ATCO Annual Information Form
	2011	9,00%	61,00%	39,00%		Currently operating in regulatory lag, 2011 regulatory approval not expected until late in the year.
Enbridge Gas Distribution	2004	9,69%	65,00%	35,00%		Enbridge Gas Distribution - 2006 Annual Information Form
	2005	9,57%	65,00%	35,00%		Enbridge Gas Distribution - 2006 Annual Information Form
	2006	8,74%	65,00%	35,00%		Enbridge Gas Distribution - 2008 Annual Information Form
	2007	8,39%	64,00%	36,00%		Enbridge Gas Distribution - 2008 Annual Information Form
	2008	8,39%	64,00%	36,00%		Enbridge Gas Distribution - 2009 Annual Report
	2009	8,39%	64,00%	36,00%		Enbridge Gas Distribution - 2009 Annual Report
	2010	8,39%	64,00%	36,00%		Per 2008 Agreement
	2011	8,39%	64,00%	36,00%		Per 2008 Agreement
Enbridge Gas NB	2004	13,00%	50,00%	50,00%		Enbridge Gas New Brunswick 2011 Rate Order
	2005	13,00%	50,00%	50,00%		Enbridge Gas New Brunswick 2011 Rate Order
	2006	13,00%	50,00%	50,00%		Enbridge Gas New Brunswick 2011 Rate Order
	2007	13,00%	50,00%	50,00%		Enbridge Gas New Brunswick 2011 Rate Order
	2008	13,00%	50,00%	50,00%		Enbridge Gas New Brunswick 2011 Rate Order
	2009	13,00%	50,00%	50,00%		Enbridge Gas New Brunswick 2011 Rate Order
	2010	13,00%	50,00%	50,00%		Enbridge Gas New Brunswick 2011 Rate Order
	2011	10,90%	55,00%	45,00%		Enbridge Gas New Brunswick 2011 Rate Order
FortisBC	2004	9,76%	60,00%	40,00%	N/A	FortisBC - 2005 Annual Report; 2004 Rate Settlement Agreement
	2005	9,43%	60,00%	40,00%	N/A	2006 FortisBC Annual Report
	2006	9,20%	60,00%	40,00%	N/A	2006 FortisBC Annual Report
	2007	8,77%	60,00%	40,00%	N/A	2007 Annual Report, "The 2007 allowed ROE was 8.77% (2006 allowed ROE was 9.20%)," p. 46
	2008	9,02%	60,00%	40,00%	N/A	FortisBC 2008 Annual Information Form; 12/4/07 Settlement Process Letter
	2009	8,87%	60,00%	40,00%	N/A	FortisBC 2009 Annual Information Form
	2010	9,90%	60,00%	40,00%	N/A	FortisBC 2010 Annual Information Form
	2011	9,90%	60,00%	40,00%	N/A	FortisBC 2010 Annual Report
Terasen Gas	2004	9,15%	67,00%	33,00%	N/A	2004 Terasen Gas Annual Report, pgs. 2,7
	2005	9,03%	67,00%	33,00%	N/A	2006 Kinder Morgan Annual Report, pg. 49
	2006	8,80%	65,00%	35,00%	N/A	2007 Annual Report, pg. 22
	2007	8,37%	65,00%	35,00%	N/A	2007 Annual Report, pg. 22
	2008	8,62%	64,99%	35,01%	N/A	2009 Terasen Gas Management Discussion and Analysis, pg. 6
	2009	8,47%	64,99%	35,01%	N/A	2009 Terasen Gas Management Discussion and Analysis, pg. 6
	2009 [1]	9,50%	64,99%	35,01%	N/A	2009 Terasen Gas Management Discussion and Analysis, pg. 6
	2010	9,50%	60,00%	40,00%	N/A	2009 Terasen Gas Management Discussion and Analysis, pg. 6
2011	9,50%	60,00%	40,00%	N/A	2010 Terasen Gas Annual Information Form	
Terasen Gas Vancouver Island	2004	9,65%	65,00%	35,00%	N/A	50 bps premium and 35% equity decided in 2002 negotiated settlement
	2005	9,53%	65,00%	35,00%	N/A	50 bps premium decided in 2002 negotiated settlement
	2006	9,50%	60,00%	40,00%	N/A	2007 Annual Report, pg. 24; 2006 Kinder Morgan Annual Report, pg. 50
	2007	9,07%	60,00%	40,00%	N/A	2007 Annual Report, pg. 24
	2008	9,32%	60,00%	40,00%	N/A	ROE pegged at 70 basis points above Terasen Gas; 2006 BCUC ROE Decision
	2009	9,17%	60,00%	40,00%	N/A	ROE pegged at 70 basis points above Terasen Gas
	2009 [1]	10,00%	60,00%	40,00%	N/A	ROE is pegged at 50 basis points above Terasen Gas, 2009 BCUC ROE Decision
	2010	10,00%	60,00%	40,00%	N/A	BCUC: G-14-06; G-158-09; ROE is pegged at 50 basis points above Terasen Gas
2011	10,00%	60,00%	40,00%	N/A	ROE is pegged at 50 basis points above Terasen Gas	
Terasen Gas Whistler	2004	9,75%	65,00%	35,00%	N/A	ROE @ 60 bps premium over Terasen Gas per BCUC Order G-14-04
	2005	9,63%	65,00%	35,00%	N/A	ROE @ 60 bps premium over Terasen Gas per BCUC Order G-14-05
	2006	9,40%	65,00%	35,00%	N/A	ROE @ 60 bps premium over Terasen Gas per BCUC Order G-14-06
	2007	8,97%	65,00%	35,00%	N/A	ROE @ 60 bps premium over Terasen Gas per BCUC Order G-14-07
	2008	9,22%	65,00%	35,00%	N/A	ROE @ 60 bps premium over Terasen Gas per BCUC Order G-14-08
	2009	8,97%	60,00%	40,00%	N/A	ROE @ 50 bps premium over Terasen Gas per BCUC 2009 Decision
	2009 [1]	10,00%	60,00%	40,00%	N/A	ROE @ 50 bps premium over Terasen Gas per BCUC 2009 Decision
	2010	10,00%	60,00%	40,00%	N/A	ROE @ 50 bps premium over Terasen Gas per BCUC 2009 Decision
2011	10,00%	60,00%	40,00%	N/A	ROE @ 50 bps premium over Terasen Gas per BCUC 2009 Decision	

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2012, R-3752-2011

Gazifère					
2004	9,86%	60,00%	40,00%	N/A	Decision D-2003-243
2005	10,10%	60,00%	40,00%	N/A	Historical Data filed by Gazifère in Requête 3724-2010
2006	9,34%	60,00%	40,00%	N/A	Historical Data filed by Gazifère in Requête 3724-2010
2007	8,90%	60,00%	40,00%	N/A	Historical Data filed by Gazifère in Requête 3724-2010
2008	9,18%	60,00%	40,00%	N/A	Historical Data filed by Gazifère in Requête 3724-2010
2009	8,82%	60,00%	40,00%	N/A	Historical Data filed by Gazifère in Requête 3724-2010
2010	8,89%	60,00%	40,00%	N/A	2011 Gazifère Tariff
2011	9,10%	60,00%	40,00%	N/A	2011 Gazifère Tariff
Heritage Gas					
2004	13,00%	55,00%	45,00%	N/A	AltaGas 2004 Annual Report
2005	13,00%	55,00%	45,00%	N/A	AltaGas 2005 Annual Information Form
2006	13,00%	55,00%	45,00%	N/A	AltaGas 2005 Annual Information Form
2007	13,00%	55,00%	45,00%	N/A	AltaGas 2010 Annual Information Form
2008	13,00%	55,00%	45,00%	N/A	AltaGas 2010 Annual Information Form
2009	13,00%	55,00%	45,00%	N/A	AltaGas 2010 Annual Information Form
2010	13,00%	55,00%	45,00%	N/A	AltaGas 2010 Annual Information Form
2011	13,00%	55,00%	45,00%	N/A	AltaGas 2010 Annual Information Form
Pacific Northern Gas, Ltd. Western Division					
2004	9,80%	64,00%	36,00%		Pacific Northern 2004 Annual Information Report, pg. 24
2005	9,68%	[2]	[2]		Pacific Northern 2006 Annual Information Report, pg. 23
2006	9,45%	60,00%	40,00%		Pacific Northern 2008 Annual Information Report, pg. 24
2007	9,02%	60,00%	40,00%		Pacific Northern 2008 Annual Information Report, pg. 24
2008	9,27%	60,00%	40,00%		Pacific Northern 2008 Annual Information Report, pg. 24
2009	9,12%	60,00%	40,00%		Pacific Northern 2008 Annual Information Report, pg. 24
2010	10,15%	55,00%	45,00%		Pacific Northern 2010 Annual Information Report, pg. 25
2011 [3]	10,15%	55,00%	45,00%		Pacific Northern 2010 Annual Information Report, pg. 25
Fort St. John/Dawson Creek Division					
2004	9,56%	64,00%	36,00%		Pacific Northern 2004 Annual Information Report, pg. 24
2005	9,43%	64,00%	36,00%		Pacific Northern 2006 Annual Information Report, pg. 23
2006	9,20%	64,00%	36,00%		Pacific Northern 2008 Annual Information Report, pg. 24
2007	8,77%	64,00%	36,00%		Pacific Northern 2008 Annual Information Report, pg. 24
2008	9,02%	64,00%	36,00%		Pacific Northern 2008 Annual Information Report, pg. 24
2009	8,87%	64,00%	36,00%		Pacific Northern 2008 Annual Information Report, pg. 24
2010	9,90%	60,00%	40,00%		Pacific Northern 2010 Annual Information Report, pg. 25
2011 [3]	9,90%	60,00%	40,00%		Pacific Northern 2010 Annual Information Report, pg. 25
Tumbler Ridge Division					
2004	9,80%	64,00%	36,00%		Pacific Northern 2004 Annual Information Report, pg. 24
2005	9,68%	64,00%	36,00%		Pacific Northern 2006 Annual Information Report, pg. 23
2006	9,45%	64,00%	36,00%		Pacific Northern 2008 Annual Information Report, pg. 24
2007	9,02%	64,00%	36,00%		Pacific Northern 2008 Annual Information Report, pg. 24
2008	9,27%	64,00%	36,00%		Pacific Northern 2008 Annual Information Report, pg. 24
2009	9,12%	64,00%	36,00%		Pacific Northern 2008 Annual Information Report, pg. 24
2010	10,15%	60,00%	40,00%		Pacific Northern 2010 Annual Information Report, pg. 25
2011 [3]	10,15%	60,00%	40,00%		Pacific Northern 2010 Annual Information Report, pg. 25
Union Gas Limited					
2004	9,62%	65,00%	35,00%	N/A	Union Gas 2004 Annual Information Form, pg. 5
2005	9,62%	65,00%	35,00%	N/A	Union Gas 2005 Annual Information Form, pg. 5
2006	9,63%	65,00%	35,00%	N/A	2007 Annual Information Form, pg. 7
2007	8,54%	64,00%	36,00%	N/A	2007 Annual Information Form, pg. 7
2008 [4]	8,54%	64,00%	36,00%	N/A	2008 Annual Information Form, pgs. 6, 12
2009	8,54%	64,00%	36,00%	N/A	2008 Annual Information Form, pgs. 6, 12
2010	8,54%	64,00%	36,00%	N/A	2008 Annual Information Form, pgs. 6, 12
2011	8,54%	64,00%	36,00%	N/A	2008 Annual Information Form, pgs. 6, 12

Notes:

[1] Effective July 1, 2009

[2] Under the 2005 Negotiated Settlement for the Western system, the parties agreed that the capital structure would not be specified in the 2005 regulatory schedules

[3] Subject to Commission approval

[4] Rates Established for 2008-2012

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association des consommateurs industriels de gaz (Bernard Otis)

Risque d'affaires

Références : (i) Gaz Métro-7, Document 12 Preuve du Dr Morin, page 67 lignes 10 à 21
(ii) Gaz Métro-4 Document 1 pages 26 à 55

Préambule :

« Le Dr Morin soulève plusieurs risques d'affaires que la Régie a déjà reconnus dans ses décisions antérieures. Mais il soulève également le fait qu'Hydro Québec, se retrouvant en situation de surplus d'électricité suite à la perte de contrats à l'exportation, cible présentement les clients industriels de Gaz Métro. Il ajoute que la perte de clients industriels met Gaz Métro à risque par rapport à des frais fixes reliés aux capacités de transport.

La preuve du Dr Morin est datée d'avril 2011. De plus, le plan d'approvisionnement gazier, Gaz Métro-4, Document 1 est daté du 29 avril 2011, donc très récent.

Dans Gaz Métro-4, document 1, Gaz Métro explique la situation concurrentielle du gaz naturel prévue pour les trois prochaines années. De plus, Gaz Métro y inclut une prévision de la demande annuelle du marché des grandes entreprises pour les trois années à venir. Finalement, il y a une discussion des scénarios favorables et non favorables par rapport au scénario de base. On n'y retrouve aucune mention des efforts d'Hydro Québec auprès de la clientèle industrielle de Gaz Métro»

Question :

3.1 Veuillez confirmer qu'Hydro Québec Distribution (HQD) se retrouve en situation de surplus depuis plusieurs années déjà.

Réponse :

Gaz Métro confirme.

Question :

3.2 Veuillez confirmer qu'HQD doit obtenir l'approbation de la Régie avant de pouvoir offrir des tarifs spéciaux à certains clients. Veuillez indiquer si HQD a soumis une telle demande à la Régie. Veuillez confirmer que Gaz Métro interviendrait dans une telle cause pour défendre les intérêts de l'ensemble de sa clientèle.

Réponse :

Gaz Métro n'est pas au courant d'une telle demande de HQD devant la Régie et ne peut confirmer si elle interviendrait devant la Régie dans une telle situation.

Question :

- 3.3** Veuillez produire toutes les analyses effectuées par Gaz Métro démontrant les conditions qu' HDQ devrait offrir afin de convertir les clients industriels de Gaz Métro à l'électricité compte tenu de la situation concurrentielle et de tous les autres facteurs pertinents.

Réponse :

Gaz Métro n'a pas effectué de telles analyses.

Gaz Métro, appuyée par la preuve du Dr Morin, considère que son risque d'affaires demeure supérieur à celui des distributeurs repères, notamment en raison de la forte concurrence de l'électricité au Québec.

Dans le cadre des Causes tarifaires 2008 et 2010, la Régie, après de longs et coûteux débats d'experts, a conclu que Gaz Métro avait un risque plus élevé que les distributeurs repères. Les constats qui ont justifiés les conclusions de la Régie demeurent et Gaz Métro n'a pas cru justifié de réinvestir des sommes importantes afin de débattre à nouveau de cette question dans la cause actuelle.

Question :

- 3.4** Veuillez expliquer pourquoi Gaz Métro n'a pas soulevé cette situation dans Gaz Métro-4, Document 1. Gaz Métro croit-elle perdre certaines charges à HQD? Dans l'affirmative, expliquer.

Réponse :

Dans la pièce Gaz Métro-4, document 1 (R-3720-2010), Gaz Métro explique qu'elle ne présente plus distinctement les impacts liés à la concurrence électrique hors pointe, les pertes réelles attribuables à ce facteur étant difficiles à évaluer de façon précise année après année. Les pertes dues à la concurrence électrique hors pointe se retrouvent donc désormais avec les pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique.

Question :

- 3.5** Veuillez confirmer que la perte de contrats à l'exportation ne se traduit pas nécessairement en perte de marché et en surplus pour Hydro Québec Production (HQP).

Réponse :

Gaz Métro ne peut confirmer pour HQP.

Question :

- 3.6 Veuillez confirmer qu'HQP ne peut vendre sa production directement aux clients de HQD. Veuillez également confirmer que HQD ne peut conclure une entente d'achat d'électricité avec HQP sans l'approbation de la Régie.

Réponse :

Gaz Métro ne peut confirmer pour HQP et HQD.

Question :

- 3.7 Veuillez confirmer que plusieurs capacités de transport contractées auprès de TransCanada viennent à échéance sur une base annuelle et sont sujettes à renouvellement. De plus, veuillez confirmer que Gaz Métro n'est pas à risque pour les frais fixes associés à des capacités de transport qui excèdent temporairement ses besoins et que, dans les faits, Gaz Métro bénéficie de 25% des revenus obtenus lors de la vente de ses capacités dans le marché secondaire.

Réponse :

Gaz Métro confirme que plusieurs capacités de transport contractées auprès de TransCanada viennent à échéance sur une base annuelle.

Toutefois, en cours d'année, comme la disposition d'outils de transport excédentaire se fait habituellement à un taux inférieur au tarif que Gaz Métro aurait autrement obtenu par la vente du service, il en résulte une perte. Ainsi, Gaz Métro ne confirme pas qu'elle n'est pas à risque pour les frais fixes associés à des capacités de transport qui excèdent temporairement ses besoins.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association des consommateurs industriels de gaz (Bernard Otis)

Structure de capital proposée par Gaz Métro

Références : Gaz Métro-7, Document 12 Preuve du Dr Morin

Préambule :

« Q.84 DOES YOUR RECOMMENDED CAPITAL STRUCTURE INCREASE REVENUE REQUIREMENTS?

A. No, I do not believe it does. The increase in revenue requirements due to the lost interest tax shields from imputing less debt and more common equity ratio to the capital structure is more than offset by the decrease in overall capital cost, hence reducing revenue requirements».

Question :

4.1 Veuillez confirmer que le ratio de dette dans la structure de capital proposée par Gaz Métro demeure inchangé?

Réponse :

Gaz Métro confirme.

Question :

4.2 Veuillez confirmer que c'est plutôt la proportion d'actions privilégiées qui serait réduite à 3,50% dans la structure de capital pour accommoder la hausse proposée dans la proportion d'actions ordinaires.

Réponse :

Gaz Métro confirme.

Question :

4.3 Veuillez confirmer que la hausse proposée dans la proportion d'actions ordinaires entraînera également une hausse des impôts présumés.

Réponse :

Gaz Métro confirme.

Question :

- 4.4** Veuillez confirmer que la hausse du coût en capital et des impôts présumés résultant uniquement de la nouvelle structure en capital proposée par Gaz Métro augmenterait le revenu requis en 2012 de 5 à 10 millions \$. Dans l'affirmative, fournir le calcul détaillé de l'augmentation du revenu requis résultant de cette proposition.

Réponse :

Établissement du revenu requis estimé avec taux en capital pondéré selon formule actuelle vs revenu requis établi selon la formule proposée par Gaz Métro (000 \$)										
(Section 3.1.1 du mécanisme incitatif, page 12)										
	Distribution (1)	Fourniture (2)	Compression (3)	Transport (4)	Équilibrage Pointe (5)	Équilibrage Espace (6)	Total (7)	selon formule proposée Dépôt du 09-juin-11 (8)	Écart (9)=(7)-(8)	
1	Frais de transport, d'équilibrage et de la distribution	4 023		315 642	23 514	75 918	419 097	419 097	-	
2	Rabais à la consommation et autres	31					31	31	-	
3	Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes	1 000					1 000	1 000	-	
4	Autres revenus d'exploitation	(3 139)					(3 139)	(3 139)	-	
5	Dépenses d'exploitation	167 600					167 600	167 600	-	
6	Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	12 255					12 255	12 255	-	
7	Amortissements immobilisations	85 848			1 831		87 679	87 679	-	
8	Amortissements frais reportés	18 916					18 916	18 916	-	
9	Fonds vert	39 580					39 580	39 580	-	
10	Impôts fonciers et autres	24 431					24 431	24 431	-	
11	Impôts revenu	28 161	858 ⁽¹⁾	32 ⁽¹⁾	413 ⁽¹⁾	342 ⁽¹⁾	624 ⁽¹⁾	30 431	31 685	(1 254)
12	Rendement sur la base de tarification	129 016	4 281 ⁽¹⁾	161 ⁽¹⁾	2 060 ⁽¹⁾	1 704 ⁽¹⁾	3 111 ⁽¹⁾	140 334	143 560	(3 226)
13	Revenu requis incluant l'approvisionnement du client GNL	507 722	5 139	194	318 116	27 391	79 653	938 214	942 695	(4 480)

Question :

- 4.5** Veuillez confirmer que Gaz Métro a une obligation de première hypothèque de 150 millions \$ qui vient à échéance en avril 2013, une obligation de 125 millions \$ qui vient à échéance en 2016 et une obligation de 75 millions \$ qui vient à échéance en 2019.

Réponse :

Gaz Métro a une obligation de 150 M \$ qui arrive à échéance le 15 avril 2013 (fiscal 2013) et une obligation de 125 M \$ qui arrive à échéance le 31 octobre 2016 (fiscal 2017). Pour ce qui est de l'obligation qui arrive à échéance le 18 juin 2019 (fiscal 2019), le nominal emprunté au marché était de 100 M \$. Par contre, une portion de cette obligation a été attribuée aux activités non-réglées selon les paramètres approuvés par la Régie.

Question :

- 4.6** En présumant que Gaz Métro devra remplacer entièrement l'obligation de 150 millions \$ qui vient à échéance en 2013, Gaz Métro est-elle en mesure de confirmer qu'un niveau d'actions ordinaires de 42,5%, tel que proposé, lui permettra de financer une nouvelle obligation de 150 millions \$ à un taux de 333 à 666 points de base inférieur par rapport au taux qu'elle aurait pu s'attendre avec un niveau d'actions ordinaires à 38,5%? (Ce taux inférieur étant nécessaire pour éventuellement annuler la hausse du revenu requis de 5 à 10 millions \$).

Réponse :

Dans un premier temps, veuillez vous référer à la question 4.4 pour constater l'augmentation du revenu requis qui se situe à 4,48 M\$.

Dans un deuxième temps, cette question de l'ACIG comporte, selon nous, une erreur de logique.

Il est logiquement nécessaire de comparer cette hausse du revenu requis à la baisse éventuelle du coût global de la dette, et non seulement à une portion qui vient à échéance à court terme. Par exemple, avec une dette totale de 900 M\$, les nouvelles obligations devraient être environ 50 points de base inférieurs au taux des obligations avec un niveau d'actions ordinaires à 38,5%, pour compenser une hausse du revenu requis de 4,48 M\$.

De plus, le refinancement de l'obligation de première hypothèque de 150 M\$ qui vient à échéance en avril 2013 dépendra notamment des conditions de marchés et de la perception du risque des investisseurs envers Gaz Métro à ce moment. Gaz Métro ne peut pas prévoir les conditions de marché à venir, pas plus qu'elle ne peut prévoir les conditions de refinancement des autres obligations qui viendront à échéance dans le futur.

Gaz Métro n'est donc pas en mesure de confirmer ce que demande l'ACIG puisque le marché change constamment et que le refinancement est dans près de deux ans d'ici. Toutefois, toute chose étant égale par ailleurs, le coût de financement global de Gaz Métro devrait être moindre avec la structure de capital demandée par Gaz Métro dans ce dossier puisqu'elle permettra d'avoir une structure plus optimale et comparable à ses pairs de l'industrie, tel que l'explique Dr Morin dans sa preuve.

Question :

- 4.7** À plus long terme, est-ce que Gaz Métro croit qu'un niveau d'actions ordinaires de 42,5% lui permettra de remplacer 350 millions \$ en obligations d'ici 2020 à un taux de 142 à 285 points de base inférieur par rapport au taux auquel elle aurait pu s'attendre avec un niveau d'actions ordinaires à 38,5%?

Réponse :

Gaz Métro croit que ses coûts de financement globaux ne peuvent qu'être influencés favorablement par une hausse du pourcentage d'équité dans sa structure de capital.

Voir la réponse plus complète à la question 4.6.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association des consommateurs industriels de gaz (Bernard Otis)

Évolution de la structure de capital des autres distributeurs canadiens

Références : Gaz Métro-7 Document 11 Graphique 2 et Annexe 1

Préambule :

« Dans les documents en référence, Gaz Métro présente l'évolution du niveau d'avoir ordinaire de certaines entreprises canadiennes de 2004 à 2011.

Les entreprises indiquées au Graphique 2 incluent :

Colombie Britannique (3):	<i>Fortis BC</i>	<i>Terasen Gas</i>	<i>Pacific Northern Gas Ltd</i>
Alberta (2)	<i>AltaGas</i>	<i>ATCO Gas</i>	
Ontario (2)	<i>Union Gas</i>	<i>Enbridge Gas Distribution</i>	
Québec (1)	<i>Gazifère»</i>		

Question :

5.1 Veuillez confirmer que le niveau d'avoir ordinaire de Gazifère et de Fortis BC est demeuré inchangé depuis 2005.

Réponse :

Gaz Métro confirme.

Question :

5.2 Veuillez confirmer que le niveau d'avoir ordinaire de Union Gas, de Enbridge Gas Distribution en Ontario et de ATCO Gas a seulement augmenté de 100 points de base depuis 2005.

Réponse :

Gaz Métro confirme.

Question :

- 5.3 Veuillez confirmer que le niveau d'avoir ordinaire de AltaGas a augmenté de 200 points de base depuis 2005.

Réponse :

Gaz Métro confirme.

Question :

- 5.4 Veuillez confirmer que c'est surtout le niveau d'avoir ordinaire de Terasen et de Pacific Northern Gas en Colombie Britannique qui a augmenté de façon importante depuis 2005.

Réponse :

Gaz Métro confirme que le niveau d'avoir ordinaire de Terasen et de Pacific Northern Gas a aussi augmenté depuis 2005.

Question :

- 5.5 Veuillez résumer les raisons pour lesquelles la British Columbia Utilities Commission (BCUC) a accordé ce changement dans la structure de capital à Terasen et à Pacific Northern Gas. Veuillez fournir un exemplaire des décisions pertinentes de la BCUC et identifier les extraits dans lesquels on peut retrouver les motifs des modifications apportées à la structure de capital de ces distributeurs.

Réponse :

Gaz Métro ne peut commenter sur les motifs de la BCUC l'ayant amenée à accorder un changement de structure de capital à Terasen et Pacific Northern Gas. La BCUC a exprimé ses motifs dans ses décisions; ces dernières sont publiques et disponibles sur le site internet de la Commission (<http://www.bcuc.com/>).

Question :

- 5.6 Veuillez expliciter les motifs précis (autres que ceux proposés par le Dr Morin dans son expertise) qui ont mené Gaz Métro à choisir et proposer un niveau d'actions ordinaires de 42,5 % plutôt que, par exemple, 39,5 %, 40 %, 43,5 % ou 45,5 %.

Réponse :

Dans sa preuve, Gaz Métro-7, Document 11, Gaz Métro fait part de ses commentaires et recommandations à la lumière de la preuve du Dr Morin. Gaz Métro est en accord

avec le Dr Morin qui suggère une modification de la structure de capital à 42,5 % d'avoir ordinaire pour compenser le risque d'affaires plus élevé associé à Gaz Métro. Gaz Métro s'en remet à son expert, le Dr Morin, pour présenter une preuve sur la structure de capital optimale.

Question :

- 5.7** Veuillez préciser la composante d'actions privilégiées, si composante il y a, dans la structure de capital des distributeurs gaziers énumérés à la pièce Gaz Métro-7, document 11 Annexe 1, pages 3 et 4.

Réponse :

Dans sa preuve, Gaz Métro n'a pas tenu compte du pourcentage d'actions privilégiées pour déterminer le coût moyen du capital. Les actions privilégiées ont plutôt été comptabilisées comme de la dette puisque les taux sont similaires.

Le tableau suivant présente le pourcentage d'actions privilégiées de chaque distributeur. Gaz Métro tient cependant à préciser qu'elle n'a pas en sa possession de banque de données exhaustives sur la composante d'actions privilégiées de chaque distributeur.

Utilités	% d'actions privilégiées
AltaGas	0
ATCO Gas	6,5
Enbridge Gas Distribution	2,7
Enbridge Gas NB	0
FortisBC	0
Terasen Gas	0
Terasen Gas Vancouver Island	0
Terasen Gas Whistler	0
Gazifère	0
Heritage Gas	0
Pacific Northern Gas, Ltd.	-
• Western Division	3,8
• Fort St. John/Dawson Creek Division	0
• Tumbler Ridge Division	0
Union Gas Limited	3,2