

**REPONSE DE SOCIETE EN COMMANDITE GAZ METRO (GAZ METRO) A
LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE M. PAUL CHERNICK, EXPERT
POUR LE REGROUPEMENT DES ORGANISMES ENVIRONNEMENTAUX EN
ENERGIE (ROÉÉ) ET L'UNION DES CONSOMMATEURS (UC)**

Discovery on GMI

Reference :

- [Gaz Métro-2, Document 7 - Étude d'allocation des coûts de distribution selon les méthodes actuelles - Complément de preuve \(chiffrier Excel\), R-3867-2013-B-0031](#)
 - [Gaz Métro-2, Document 8 - Étude d'allocation des coûts de distribution selon les méthodes proposées - Complément de preuve \(chiffrier Excel\), R-3867-2013-B-0032](#)
1. The workbook "R-3867-2013-B-0031-DemAmend-Piece-2014_11_20.xls" provides some results from the Gaz Métro Cost of Service Allocation model with current methods and the workbook "R-3867-2013-B-0032-DemAmend- Piece-2014_11_20.xls" provides some results from the Gaz Métro Cost of Service Allocation model with GMI's proposed method.
- a. The spreadsheets do not provide the formulas used in the Cost of Service Allocation model. Please provide the model with formulas intact, all links to other workbooks intact, and all linked workbooks.

Réponse :

Veillez vous référer aux pièces B-0039, Gaz Métro-2, Document 7 et B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

- b. Approximately 35 worksheets in these workbooks (from FB01D to CA- Client) list the allocation factors by rate class. Please provide all data and workpapers from which GMI computed each of these class allocation factors, including:

i)	FB01D	viii)	FB11
ii)	FB01D`	ix)	FS21
iii)	FB01FV	x)	FS22
iv)	FB07D	xi)	FS26
v)	FB08	xii)	FS27
vi)	FB09CL	xiii)	FS28
vii)	FB10	xiv)	FS31

xv)	CA	xxvii)	FEE-FR
xvi)	CONDPRIN	xxviii)	CASEP
xvii)	EXPLOITD	xxix)	AEE
xviii)	TEMPER	xxx)	AEE-FR
xix)	TEMPER-A	xxxii)	FS15
xx)	BASETARD	xxxiii)	FS13
xxi)	Biogaz	xxxiv)	CAUPCA
xxii)	PGEE	xxxv)	FS23
xxiii)	PGEE-FR	xxxvi)	FS24
xxiv)	PRC	xxxvii)	FS25
xxv)	PRCA	xxxviii)	FS29
xxvi)	PRCVN		

Réponse :

Veillez vous référer aux pièces B-0039, Gaz Métro-2, Document 7 et B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

Reference:

- [Gaz Métro-1, Document 1 - Étude des experts Black & Veatch intitulée « Review of Gaz Metro's cost of service and rate design »](#), R-3867-2013- B-0005
2. This document is a draft report. Please state whether Black & Veatch has provided GMI with a later draft or final version of this report, and if so, please provide all such updated reports.

Réponse :

Le document déposé est la version finale de l'étude de Black & Veatch.

3. Please provide any other reports or presentations that Black & Veatch has provided GMI in connection with this project.

Réponse :

Aucun autre rapport n'a été produit par Black & Veatch pour le compte de Gaz Métro dans ce dossier.

4. Please provide all workpapers that Black & Veatch utilized in preparing the document B-0005 and any succeeding reports.

Réponse :

Gaz Métro soumet que la question, telle que formulée, n'est pas de la nature d'une demande de renseignements, est imprécise et constitue une expédition de pêche. Par ailleurs, sous réserve de tout autre moyen que Gaz Métro pourrait faire valoir à l'encontre de cette question, et à défaut par son auteur de circonscrire davantage les précisions recherchées par sa question, Gaz Métro le réfère aux données déjà produites au dossier.

5. Page 2 of document B-0005, footnote 3, says that "Fixed costs do not change with the level of output while variable costs change directly with the utility output." Does GMI agree that some costs that are "fixed" by this definition are determined or affected by the planned capacity or throughput of the utility system?

Réponse de Black & Veatch :

All fixed costs are impacted by planned capacity in some way. For example, meters are sized to provide for the expected capacity of the customer. A similar conclusion applies to sizing of each component of the system based on the applicable capacity requirements of customers behind that component. No fixed costs are related to throughput on the system.

6. Regarding pages 13–15 of the Black & Veatch report (document B-0005), please provide the following information for each regression described at (including the version of the "model without the intercept term" for Model Three, the "regression analysis was prepared for each utility based on the Model Four specification," the regressions for each utility for any other specification estimated separately by utility, and any other alternatives tested for each model specification):

- a. The data used in the regression.

Réponse de Black & Veatch :

All of the data is publicly available from the AGA data base, the EIA data base and the DOT/PHMSA data base. For models one and two the data base is proprietary and cannot be released to a competing consultant although it can be replicated by the consultant from the original data source. For model three, the data is for the companies identified in the attachment- List of Companies for the period 2005-2009. For each of the first three models discussed. The attached PDF files provide the requested data, the estimated coefficients and the measures of significance for Model Three. Models Four and Five are from individual company data bases developed from a combination of AGA and EIA data by a third party vendor Energy Velocity. That data can be obtained from the third party but cannot be released by Black & Veatch. A list of the companies used and the basic data results for each company is in the attached PDF document DR-6 Models Four and Five.

Veuillez vous référer aux documents déposés à l'annexe 1.

- b. The estimated coefficients from the regression.

Réponse de Black & Veatch :

SUMMARY OUTPUT Zero Intercept with Miles of Main as the Dependent Variable

Regression Statistics	
Multiple R	0.934415573
R Square	0.873132463
Adjusted R Square	0.87160347
Standard Error	4779.339808
Observations	739

ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	2	1.1506E+11	57929921147	2536.104344	0
Residual	737	16834619596	22842089		
Total	739	1.32694E+11			

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95.0%	Upper 95.0%
Intercept	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
CUSTOMERS	0.010021104	0.000974261	10.28585357	2.80021E-23	0.008108447	0.011933762	0.008108447	0.011933762
(Mcf)	1.976E-05	5.49498E-06	3.59601679	0.000344676	8.97236E-06	3.05477E-05	8.97236E-06	3.05477E-05

- c. All computed measures of significance and fit, such as R^2 and t- statistics.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 6b).

7. Please provide the workpapers supporting the statements regarding the percentage of variation explained by each variable in the Model Three Specification.

Réponse :

Veillez vous référer aux documents de l'annexe 1 soumis en réponse de la question 6a). La statistique du R^2 correspond à la proportion de la variance expliquée par le modèle.

8. Please explain whether Model 5 was applied to each utility separately, as was Model 4, or to the aggregate data set.

Réponse de Black & Veatch :

Both models analyzed the set of companies on an individual basis. This is why there is a range of data results reported.

9. Please provide the workpapers supporting the column "Design Day Capacity M³/day" in Table 1 of Document B-0005, pages 10–11, including the assumptions regarding distribution of load along the line, internal roughness, elevation difference, efficiency, specific gravity, viscosity, temperature, and inlet and outlet pressure.

Réponse de Black & Veatch :

* Entrepreneur Services, Internal Labor, External Services					
** Corporate overheads of 12.94% applicable on the overall costs					
Entrepreneurs overhead of (17.35%) on the amount of entrepreneur services					
Adjustment of internal labour cost for the standard rate (total credit of -57,750\$)					
Size of main	For 1 km / 400 kPa / Design day Capacity				
2 inch	598 m ³ /h				
4 inch	2848 m ³ /h				
6 inch	7446 m ³ /h				
Line diameter	Cost of material per meter	Installation Costs	Total cost per meter	For 1 km / 400 kPa / Design day Capacity m ³ /day	Cost per m ³ /day
2" (60,3 MM)	4,50 \$	125,74 \$	130,24 \$	14352	\$0,00907
4" (114,3MM)	12,67 \$	136,99 \$	149,66 \$	68352	\$0,00219
6" (168,3 MM)	32,19 \$	187,11 \$	219,30 \$	178704	\$0,00123

10. With regard to page 10 of Document B-0005, Please provide the computations supporting the assertions that "For a low pressure system, increasing pipe size from two inch to four inch allows over five times the amount of gas to flow and under higher pressure, the flow rate increases by more than six times that of two inch pipe all else equal," including:

- The definitions of "low pressure" and "higher pressure" used in this statement.
- The input assumptions underlying the computations.

Réponse de Black & Veatch :

The conclusions are not assertions. Rather, they represent a mathematical fact based on specific gas flow formulas used for illustrative purposes. The attached response provides the requested information.

A full discussion of these concepts may be found in the AGA Magazine June 2007 article entitled "Fixed Cost Recovery: An Inconvenient Truth" by H. Edwin Overcast.

The Relationship between Main Size and Capacity

Pole low pressure formula	$Q_h = K * D^{2.5}$	Pipe diameter flow rate	Capacity Change from 2 inch
	2 inch	5.66K	
	4 inch	32K	565%
	6 inch	88.2K	1558%

Spritzgas high pressure formula	$Q_h = K \left[\frac{D^5}{1 + (3.6/D) + 0.03D} \right]^{0.5}$		
	2 inch	3.34K	
	4 inch	22.51K	674%
	6 inch	66.1K	1979%

In these equations, K stands for all of the other terms in the calculation of the gas flow formula. These values are treated as constant for each size of pipe.

Reference :

- [Gaz Métro-1, Document 1 - Étude des experts Black & Veatch intitulée « Review of Gaz Metro's cost of service and rate design », R-3867-2013-B-0005](#)
- [Gaz Métro-1, Document 2 - Document de réflexion relatif à l'allocation des coûts de service de Gaz Métro, R-3867-2013-B- 0006, p. 15, line 5 to 10](#)

With regard to GMI's approach to identifying customer-related mains costs in [Gaz Métro-1, Document 2 - Document de réflexion relatif à l'allocation des coûts de service de Gaz Métro, R-3867-2013-B-0006, p. 15, line 5 to 10](#) :

11. Please state whether GMI believes the following statements from page 11 of Document B-0005, and if not, what disagreement GMI has with these statements:
 - a. "the minimum size of pipe installed will serve the design day load characteristics of the smallest residential or commercial customers and even for larger customers up to 65,481 m³ per year assuming a 25 percent annual load factor."

- b. "36,500 m³ would represent an appropriate level of maximum annual use that permits two inch main to serve all of the customers"

Réponse :

Gaz Métro est d'avis qu'un réseau minimal composé de conduites en plastique de 2 pouces pourra desservir une large part de sa clientèle, incluant les clients résidentiels et une partie des clients affaires. Les limites volumétriques exactes qui seront retenues aux fins de la segmentation de la clientèle ne sont pas encore fixées et cette question sera abordée en phase 2 du présent dossier.

12. Regarding the statement that "As density increases and operating pressure declines, less design day load is served" (page 11 of Document B-0005), please explain why density increase reduces operating pressure, unless greater load is being served.

Réponse de Black & Veatch :

Density refers to customer connections. As density increases pressures drop as gas flows off the main at more points. Different schemes for inputs and deliveries have different impacts on the system pressures and influence the pressure drop across the main.

Regarding Gaz Métro Cost Allocation and Rate Design Application, R-3867-2013.

Reference :

- [Gaz Métro-2, Document 1 - Allocation du coût de service de Gaz Métro – Complément de preuve, B-0023, page 28 of 97.](#)

13. Please provide the workpapers supporting Table 5.
- a. Provide the cost and length of main installed in each year for each length.
- b. Provide the inflation rates used to restate each year's cost in 2012 dollars.

Réponse :

Veillez vous référer aux pièces B-0033, Gaz Métro-2, Document 9, B-0034, Gaz Métro-2, Document 10, B-0035, Gaz Métro-2, Document 11 et B-0036, Gaz Métro-2, Document 12.

Veillez vous référer à l'annexe 1 de la pièce B-0016, Gaz Métro-2, Document 1 pour avoir les valeurs de l'indice de prix utilisé. Cet indice a été reconverti afin que l'année de référence soit 2012.

14. If GMI has updated Table 5 for the purposes of the Cost Allocation model, please provide that update.

Réponse :

Les données présentées au tableau 5 sont à jour.

15. Please explain how, if at all, GMI uses the costs restated in 2012 dollars, as opposed to original costs, in the cost allocation, and explain why these uses of 2012 dollars are appropriate.

Réponse :

Les valeurs capitalisées des conduites doivent être transposées en dollars réels puisque les investissements s'étendent sur plusieurs décennies, tel qu'en témoigne la base de données comptables produite à la pièce B-0033, Gaz Métro-2, Document 9. Les valeurs capitalisées de toutes les conduites doivent être exprimées en dollars constants, c'est-à-dire en dollars d'une même année, pour le calcul du coût moyen par diamètre.

16. For each type and diameter of pipe listed in Table 5, please provide the length of pipe operated at each pressure level.

Réponse :

La base de données de l'ingénierie produite à la pièce B-0034, Gaz Métro-2, Document 10 rapporte l'information concernant toutes les conduites selon la pression, sa localisation et le matériel.

Veillez également vous référer aux tableaux de la page 26 de la pièce B-0006, Gaz Métro-1, Document 2 pour obtenir le nombre de mètres de longueur des conduites selon la pression.

Reference :

- Vision tarifaire, Allocation des coûts—Séance de travail 1, Allocation des conduites principales, 3 avril 2014.
- [Gaz Métro-1, Document 2 - Document de réflexion relatif à l'allocation des coûts de service de Gaz Métro, B-006, page 24 to 27](#)

17. Please provide the workpapers supporting the table on slide 17 of the 3/4/2014 presentation.

- Provide the cost and length of main installed in each year for each length.
- Provide the inflation rates used to restate each year's cost in 2012 dollars.

Réponse :

Veillez vous référer aux pièces B-0033, Gaz Métro-2, Document 9 et B-0034, Gaz Métro-2, Document 10 qui détaillent les informations concernant les conduites. Veillez vous référer à

l'annexe 1 de la pièce B-0016, Gaz Métro-2, Document 1 pour avoir les valeurs de l'indice de prix utilisé. Cet indice a été reconverti afin que l'année de référence soit 2012.

18. Please provide the following information for each of the regressions summarized on slide 24 of the 3/4/2014 presentation.
- The data used in the regression.
 - The estimated coefficients from the regression.

Réponse :

- a) Veuillez vous référer à la question 10 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, à la pièce Gaz Métro-3, Document 1.

Il est à noter que les résultats diffèrent de ceux présentés à la diapositive 24 de la présentation faite au groupe de travail le 3 avril 2014. En effet, les régressions ont été réalisées à partir du simulateur d'allocation des coûts des conduites principales (pièce B-0041, Gaz Métro-2, Document 12) et celui-ci a été actualisé depuis.

Reference :

- Vision tarifaire Allocation des coûts - Séance de travail 2 Suivi sur l'allocation des conduites principales, branchements et compteurs, 17 avril 2014
- [Gaz Métro-1, Document 2 - Document de réflexion relatif à l'allocation des coûts de service de Gaz Métro, B-006, page 24 to 27](#)

19. Please provide a table similar to the top table on slide 8 of the 17/4/2014 presentation, showing the system-wide distribution of mains length by pressure, for each diameter and material.

Réponse :

Veuillez vous référer à la pièce B-0034, Gaz Métro-2, Document 10.

20. While all distribution mains operate at <1,000 kPa, it appears from GMI's documents that various mains operate at different pressures. Please list the standard operating pressures that GMI typically uses for distribution mains, in kPa.

Réponse :

La pression standard des conduites de distribution est de 400 kPa. Veuillez vous référer à la réponse de la question 33a) de la demande de renseignements de l'ACIG (Gaz Métro-3, Document 2) pour obtenir les données concernant les conduites de moins de 1 000 kPa.

21. Please explain whether GMI varies the inlet pressure for distribution mains as a function of demand, or typically attempts to maintain constant inlet pressure.

Réponse :

La pression au sein du réseau des conduites de distribution est maintenue constante à 400 kPa. La pression en amont du réseau de distribution peut varier temporairement en fonction de la demande ou d'autres considérations techniques.

22. Please provide the fraction of distribution main length that typically operates at each of GMI's standard operating pressures.

Réponse :

Le tableau suivant est tiré de la base de données de l'ingénierie mise à jour le 21 janvier 2015 et déposée à l'annexe 2.

RESEAU DE DISTRIBUTION

Pression (kPa)	Longueur (mètres)	% du réseau de distribution
Moins de 400	467 486	4,8 %
400	7 092 716	72,1 %
700	311 273	3,2 %
1000	84 711	0,9 %
1200	187 133	1,9 %
1900	12 788	0,1 %
2400	1 371 279	13,9 %
2900	310 401	3,2 %
Total du réseau de distribution	9 837 788	100,0 %

23. For each distribution main material and diameter, please provide the length of those mains that typically operate at each of GMI's standard operating pressures.

Réponse :

Veillez vous référer au fichier Excel déposé en annexe 2.

Allocation of connection costs by class

24. Does GM maintain a record of the number of connections by type or size of customer?
- Does that database distinguish residential from small commercial, apartments from office buildings, or commercial from industrial buildings?
 - Do some connections serve multiple kinds of customers in one building, like the central boiler, a restaurant on the ground floor, and apartments above?
 - Does the database track the diameter and length of the each connection?

Réponse :

- Non, dans sa forme actuelle, la base de données qui fait le lien entre les branchements et la classe tarifaire ne permet pas d'identifier la clientèle par type d'usage.
- La base de données résultante ne permet pas d'obtenir cette information.
- Non.

Development of the Demand Allocators

Reference :

- Vision tarifaire, Allocation des coûts—Séance de travail 1, Allocation des conduites principales, 3 avril 2014.
 - Vision tarifaire Allocation des coûts - Séance de travail 2 Suivi sur l'allocation des conduites principales, branchements et compteurs, 17 avril 2014
25. Are the Maximum daily demand (DQM) and Maximum hourly demand (DHM) used in the CA and CAU allocators the customers' contribution to the coincident annual system peak, or the sum of each customer's own maximum daily (or hourly) demand, whenever those occur?

Réponse :

Veillez vous référer aux pages 39 à 51 de la pièce B-0016, Gaz Métro-2, Document 1 pour obtenir une description détaillée de la méthode d'estimation de la pointe utilisée pour le calcul des facteurs CA et CAU. Les CA et CAU sont des estimations de la pointe non coïncidente.

26. Please explain how GMI converts the Maximum Daily Demand (DQM) for customers without daily readings and the Maximum hourly demand (DHM) for commercial and industrial customers with daily readings to a consistent base for computation of the CA and CAU allocators (3/4/2014 presentation, slide 22).

Réponse :

Veillez vous référer à la section 5.4.1 de la pièce B-0016, Gaz Métro-2, Document 1 pour obtenir une description détaillée de la façon dont la pointe est estimée pour les catégories de clients à lecture mensuelle. La DQM estimée par la méthode décrite dans cette pièce est multipliée par 365 pour obtenir la CA annuelle. La DHM au contrat est multipliée par 24 puis ensuite par 365 pour obtenir la CA annuelle utilisée dans le calcul des facteurs CONDPRIN.

27. Please provide CT 2014, R-3837-2013, B-0082, GM-02, Doc. 14, cited in the 3/4/2014 presentation, slide 22.

Réponse :

Le document est déposé en annexe 3.

28. Please provide all data and computations used in the calculations of the CA and CAU allocators.

Réponse :

Veillez vous référer à l'annexe produite à la réponse de la question 14 a) de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce Gaz Métro-3, Document 2, pour obtenir les données portant sur la DQM. Les détails du calcul de la CA sont produits aux lignes 207 à 239 de l'onglet *Tables* de la pièce B-0041, Gaz Métro-2, Document 12. Les détails du calcul de la CAU sont produits à l'onglet *CAU* de la pièce B-0040, Gaz Métro 2, Document 8.

29. Please explain whether GMI includes expected interruptible sales in decisions regarding extension of mains and sizing of mains, and if so, how interruptible load is included in those decisions.

Réponse :

Les clients interruptibles ne sont pas pris en compte dans la conception du réseau de transmission, mais le sont dans la conception du réseau de distribution. La conception du réseau de distribution est faite pour répondre au débit horaire maximal du client, soit pour son débit horaire en service continu et en service interruptible. Veuillez vous référer à la pièce B-0082, Gaz Métro-2, Document 14 du dossier R-3837-2013 pour obtenir une discussion complète sur le sujet.

Regarding allocation of Transmission costs

30. Does GZM currently allocate the costs of the non-GZM transmission within its territory (TQM and Champion) in the same way as GZM transmission?
- a. If not, how do they differ?
 - b. Is GZM proposing to change the allocation of non-GZM transmission?

Réponse :

Les coûts des services de transport de Champion, TCPL et TQM sont fonctionnalisés au service de transport et, conséquemment, ne sont pas inclus dans l'étude d'allocation des coûts du service de distribution ni récupérés par l'intermédiaire des tarifs du service de distribution. Les coûts du service de transport sont alloués en fonction des volumes des clients. Seuls les coûts relatifs aux conduites de transmission appartenant à Gaz Métro sont fonctionnalisés au service de distribution et font donc l'objet d'une allocation dans le cadre de l'étude du coût se rapportant à ce service.

Aucun changement n'est prévu au service de transport dans le cadre du présent dossier.

31. How does GZM currently allocate the costs of TCPL transmission?

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 30.

32. How does GZM currently allocate the costs of other upstream transmission (Union, Enbridge, transmission of US gas to GZM delivery points)?

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 30.

33. Is GZM proposing to change the allocation of TCPL or other upstream transmission?

Réponse :

Gaz Métro n'entend pas aborder la question du traitement des coûts de transport dans le cadre du présent dossier qui traite exclusivement du service de distribution.

Understanding the factors that determine the length of distribution mains

Reference :

- [Gaz Métro-1, Document 1 - Étude des experts Black & Veatch intitulée « Review of Gaz Metro's cost of service and rate design »](#), R-3867-2013-B- 0005, pp. 10–11.

34. Regarding the statement that “Historically, an extension policy would have allowed, for example, 100 feet of main for each new residential customer. Under current policies that are based on revenues, the system expands with each new residential customer by adding footage to connect the customer.”

- Please provide the current line-extension policies of GMI.
- Please specify the m³ of anticipated sales that would result in GMI paying for:
 - Extension of a typical main by 30 m.
 - Extension of a typical main by 60 m.
- Please state when GMI changed from a fixed mains allowance to an allowance based on revenues.
- Please provide the past line-extension policies of GMI, as they have changed over the years.

Réponse :

- Vous référer à la pièce B-0082, Gaz Métro-2, Document 14 du dossier R-3837-2014 pour obtenir les critères appliqués à la conception et à l'opération du réseau de distribution. Ces critères ont cependant été mis à jour aux pièces B-0012, Gaz Métro-1, Document 5 et B-0015, Gaz Métro-1, Document 8 du dossier R-3919-2015.

En ce qui concerne les critères de rentabilité des projets de développement, Gaz Métro applique les paramètres financiers fixés par la Régie depuis sa décision G-285. Dans la décision G-285, la Régie mentionne que le taux de rendement interne (TRI) d'un projet devient le principal critère dont elle tiendra compte dans son évaluation d'un projet. Ainsi, le TRI doit être supérieur au coût des capitaux nouveaux. Par ailleurs, la Régie reconnaît, dans cette même

décision, qu'un projet ne doit pas être refusé du seul fait que le TRI est inférieur au coût des capitaux nouveaux. En effet, la Régie doit aussi tenir compte, par exemple, de l'intérêt public.

Au fil des années, le terme « coût des capitaux nouveaux » a été remplacé par le « coût en capital prospectif ». D'ailleurs, dans la décision D-97-25 (dossier R-3371-97), la Régie indique que le TRI du projet doit être supérieur au coût en capital prospectif autorisé dans l'année courante.

Ainsi, pour évaluer la rentabilité d'un projet, le taux de rendement interne (TRI) généré par celui-ci est comparé avec le coût en capital prospectif. Les projets dont le taux de rendement interne est supérieur au coût en capital prospectif approuvé par la Régie dans le cadre des causes tarifaires de chaque projet sont considérés comme rentables. Gaz Métro ne dispose pas d'une politique relativement à l'extension de réseau autre que ce qui est décrit dans les documents précités.

- b) Les valeurs de coûts et de revenus qui entrent dans l'évaluation de la rentabilité de chaque projet dépendent des caractéristiques de ces projets et ne peuvent être généralisées pour une extension typique d'un certain nombre de mètres. Les critères de rentabilité sont évalués et appliqués pour chaque projet et les intrants nécessaires au calcul sont les coûts estimés du projet, les volumes de consommation, les revenus prévus et les subventions accordées (Programme de rabais à la consommation) lorsqu'applicables. La décision de procéder à une extension de 30 mètres ou 60 mètres dépend du taux de rentabilité estimé en fonction des différents paramètres.
- c) Veuillez vous référer à la réponse de la question 34 a).
- d) Veuillez vous référer à la réponse de la question 34 a).

Reference :

- UQAC : Cartothèque : http://cartotheque.uqac.ca/cartes/G3451h8_2003G.pdf

35. Please confirm that the distribution map of GMI is the most recent map of the GMI system. If not, please provide the most recent available map.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 18.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, à la pièce Gaz Métro-3, Document 1.

36. For each of the distribution mains shown on the map of the GMI system Please provide the following information:

- a. The year the main was first installed.
- b. The diameter and material of the main.
- c. The pressure at which the main operates.
- d. If the line were extended to service one or more industrial installations?

Réponse :

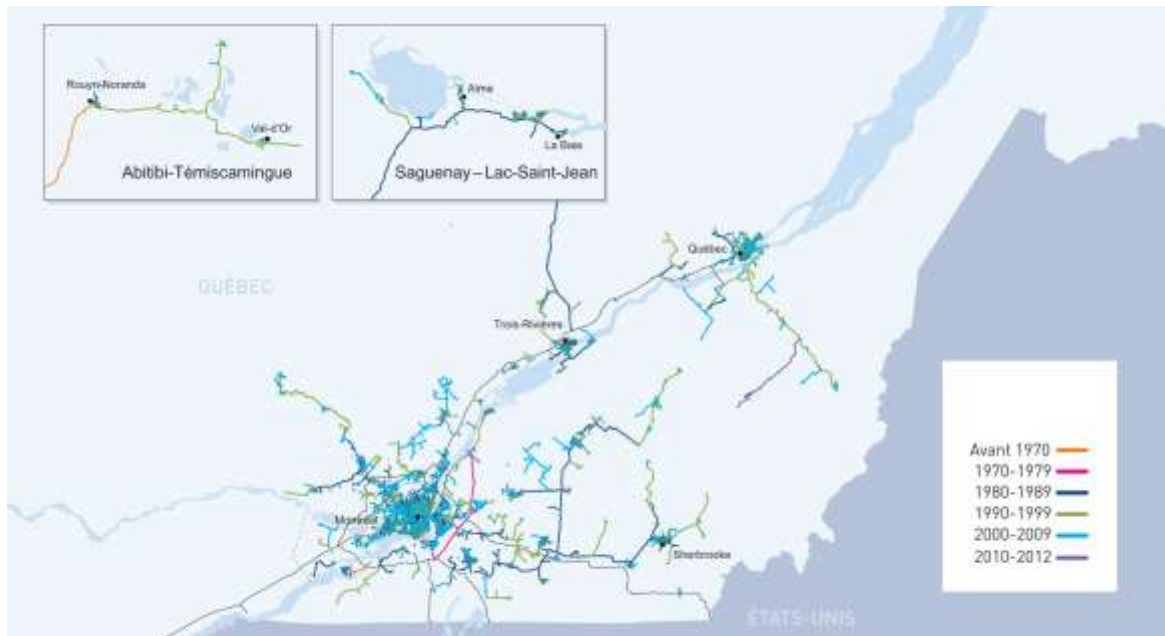
- a) Les données concernant la longueur, le diamètre et la pression des conduites pour les différentes régions du territoire sont incluses dans la base de données de l'ingénierie produite à la pièce B-0034, Gaz Métro-2, Document 10. Une mise à jour de cette base de données qui inclue l'année de mise en terre des conduites a été produite en réponse à la question 23.
- b) Veuillez vous référer à la réponse de la question 36 a).
- c) Veuillez vous référer à la réponse de la question 36 a).
- d) Veuillez vous référer à la réponse de la question 37 pour obtenir un historique du développement du réseau de transmission.

37. Please provide a history of the expansion of the service territory of GMI, since 1985, listing the communities to which GMI extended service in each year.

Réponse :

Veuillez vous référer à la base de données produite à la question 23 et à la réponse à la question 6.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, Gaz Métro-3, Document 1.

Aussi, la carte suivante présente un portrait global de l'évolution du réseau de transmission du Québec dans le temps.



38. Please provide the number of GMI customers by community, 1980 to 2014. If the data are not available for all years, please provide the data for the available years.

Réponse :

Pour obtenir les données historiques concernant le nombre de clients, les volumes consommés et les revenus générés pour les années 1993 à 2014, veuillez vous référer à la pièce B-0126, Gaz Métro-16, Document 1 du dossier R-3916-2014. Gaz Métro ne dispose pas de ces données historiques pour chaque communauté du territoire depuis 1993. Pour obtenir un historique du nombre de clients ainsi que les volumes par catégorie tarifaire et par grande région, veuillez vous référer à la réponse aux questions 6.3 et 18.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, Gaz Métro-3, Document 1.

39. Please provide GMI gas delivery in m^3 by community, 1980 to 2014. If the data are not available for all years, please provide the data for the available years.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 38.

40. Please provide the number of meters of GMI distribution main by community, 1980 to 2014. If the data are not available for all years, please provide the data for the available years.

Réponse :

Gaz Métro ne dispose pas de données présentant le développement de son réseau pour chacune des communautés du Québec depuis 1980. Veuillez vous référer à la réponse de la question 23.

41. Please provide the following data by rate class (or by customer class if data by rate class are not available) by community for every year since 1980 for which GMI has such data:
- a. Number of customers by class
 - b. Deliveries by class

Réponse :

Pour obtenir ces données historiques pour les années 1993 à 2014, veuillez vous référer à la pièce B-0126, Gaz Métro-16, Document 1 du dossier R-3916-2014. Gaz Métro ne dispose pas de ces données historiques pour chaque communauté du territoire depuis. Pour obtenir un historique du nombre de clients ainsi que les volumes par catégorie tarifaire et par grande région, veuillez vous référer à la réponse des questions 6.3 et 18.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, Gaz Métro-3, Document 1.

42. For each extension of GMI's service territory proposed since 2000, including but not limited to the Thetford Mines and Côte-Nord projects, please provide
- a. All analyses of the financial viability of the project.
 - b. The number of customers and/or deliveries by class (commercial, industrial and residential) required to make the project financially feasible.
 - c. The cost of the project.
 - d. The portion of the project cost charged to the customers connected by the project, as contributions in aid of construction.

Réponse :

- a) Selon le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, tous les projets d'extension de réseau ayant un coût de 1,5 M\$ ou plus pour les distributeurs dont les livraisons annuelles s'élèvent à 1 milliard de m³ ou plus doivent faire l'objet d'une demande d'approbation à la Régie. Veuillez vous référer à la réponse de la question 6.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, à la pièce Gaz Métro-3, Document 1, pour avoir la liste de ces projets.

En ce qui concerne les projets d'extension de réseau ayant un coût inférieur à 1,5 M\$, ceux-ci font aussi l'objet d'une approbation dans le cadre des causes tarifaires. Veuillez vous référer à la pièce B-0150, Gaz Métro-17, Document 1 du dossier R-3879-2014 pour obtenir les informations relatives à ces projets pour l'année 2014/2015.

- b) Veuillez vous référer à la réponse de la question 42 a).
- c) Veuillez vous référer à la réponse de la question 42 a).
- d) Veuillez-vous référer à la réponse de la question 42 a).

43. For each extension of a GMI distribution main since 2000 of more than 1 km, please provide the following information:
- a. The financial analysis of the project.
 - b. The loads expected to be added, by rate class.
 - c. The cost of the project.
 - d. The portion of the project cost charged to the customers connected by the project, as contributions in aid of construction.

Réponse :

- a) Gaz Métro n'a pas l'information demandée. Les informations disponibles concernant chacun des projets majeurs sont celles contenues dans les dossiers identifiés à la réponse à la question 42 a).
- b) Veuillez vous référer à la réponse à la question 43 a).
- c) Veuillez vous référer à la réponse à la question 43 a).
- d) Veuillez vous référer à la réponse à la question 43 a).

44. Please provide a map of GMI's distribution system, showing all mains.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 18.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, à la pièce Gaz Métro-3, Document 1.

45. Please list each distribution main that GMI has added to meet growing load or avoid low-pressure situations since 1990, and for each provide any of the following information that is available:
- a. The financial analysis of the project.
 - b. The loads expected to be added, by rate class.

- c. The cost of the project.
- d. The portion of the project cost charged to the customers connected by the project, as contributions in aid of construction.

Réponse :

Pour l'ensemble de ces réponses, veuillez vous référer à la réponse de la question 42 a) ainsi qu'à la réponse de la question 6.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, à la pièce Gaz Métro-3, Document 1. En plus de ces projets d'extension s'ajoutent les trois projets de renforcement de réseau suivants.

Numéro de dossier	Projet/Région
R-3361-96	Estrie
R-3763-2011	Jacques-Cartier/Pétromont
R-3896-2014	Rouyn-Noranda

46. Please provide the distance that GMI would extend a distribution main to connect each of the following residential loads (assuming typical main trenching costs and typical customer connection costs):
- a. One 365 m³ customer
 - b. One 3,650 m³ customer
 - c. One 36,500 m³ customer
 - d. Ten 365 m³ customers
 - e. Ten 3,650 m³ customers
 - f. Ten 36,500 m³ customers

Réponse :

Tel qu'indiqué à la réponse de la question 34 a), les projets sont évalués individuellement, notamment sur la base de leur rentabilité. Cette rentabilité est établie à partir des données de coûts et de revenus projetés (qui sont eux-mêmes directement dérivés des tarifs applicables, tarifs qui découlent notamment de l'allocation des coûts) qui varient d'un projet à l'autre.

Reference :

- the address given by Sophie Brochu, President and Chief Executive Officer, Gaz Métro, at Chambre de commerce et d'industrie de Laval, September 17, 2009. (http://www.corporatif.gazmetro.com/corporatif/communiquer/en/html/1689236_en.aspx?culture=en-ca)

47. Ms. Brochu says “Laval is the second-largest city in Québec in terms of natural gas consumption, beaten only by Montréal. Other than Montréal, Laval is also the only place in Québec where the natural gas grid extends from one end of the territory to the other.”

Please explain why GMI has not extended the natural gas grid “from one end of the territory to the other” in all the communities it serves.

Réponse :

Les extensions de réseau se font sur la base des besoins des communautés et de la rentabilité des projets. L'objectif de Gaz Métro est toujours d'assurer la meilleure rentabilité possible des projets. Bien que le gaz naturel présente de nombreux avantages et que Gaz Métro dispose de programmes d'aide financière, le choix final de la source d'énergie revient cependant aux consommateurs. En complément d'information, veuillez vous référer aux réponses des questions 34a) et 46.

48. She also says “Gaz Métro has been able to connect [Serres Sylvain Cléroux and Ferme Grover] to the natural gas grid and to service them since they are located in a city with a dense and diversified economic structure and they are thus near the major natural gas distribution arteries. Unfortunately, extending our grid is very expensive, which explains why many rural zones cannot profitably be served by natural gas.”

Please explain why some rural zones can be profitably be served by natural gas, but not all.

Réponse :

Plusieurs éléments affectent le coût des projets d'extension. La longueur des conduites requises ainsi que le type de sol dans lequel elles doivent être enfouies ont un gros impact sur les coûts des projets. Les volumes de vente anticipés ont aussi une incidence importante dans l'évaluation des projets. Certaines régions rurales comportent moins de clients consommant à volumes élevés et sont coûteuses à desservir étant donné qu'elles sont éloignées et que la densité des consommateurs est plus faible. Par ailleurs, dans certaines régions rurales, on retrouve des clients industriels à hauts volumes qui rendent les projets d'extension de réseau rentables et permettent de raccorder des clients en chemin qui n'auraient pas été raccordés autrement (sans contribution importante).

49. Please provide GMI's guidelines for deciding whether to extend service to a rural zone.

Réponse :

Les critères de rendement qui s'appliquent aux zones rurales sont les mêmes que ceux qui s'appliquent à toutes les autres zones. En complément d'information, veuillez vous référer à la réponse de la question 34.

Overhead costs

50. Please describe and explain the treatment of overheads and general expenses in the cost allocation methodology.

Réponse :

Veuillez vous référer aux pages 67 à 79 de la pièce B-0016, Gaz Métro-2, Document 1 pour obtenir une discussion complète justifiant l'allocation des coûts d'exploitation.

Treatment of Supply Mains

51. Please explain whether GMI proposes to allocate supply mains in on the basis of a demand measure, like transmission lines, or as a mixture of demand and access, like distribution mains.

a. If the latter, please explain why.

Réponse :

Gaz Métro propose d'allouer les coûts ayant trait aux conduites d'alimentation de la même façon que ceux ayant trait aux conduites de distribution. Les conduites d'alimentation ont les mêmes fonctions que les conduites de distribution et Gaz Métro ne fait plus la distinction entre ces deux catégories de conduites. Veuillez vous référer à la section 5.5 de la pièce B-0016, Gaz Métro 2, Document 1 pour une justification de cette proposition.

52. Please provide the number of customers served directly from a supply main.

a. Please provide the number of customers by class served directly from a supply main.

b. Please provide the annual usage of the smallest customer served directly from a supply main.

Réponse :

a) Selon les données provenant de l'Ingénierie, un total de 782 clients est raccordé sur des conduites d'alimentation. De ce total, la très grande majorité, soit près de 90 % est raccordée directement sur une conduite d'alimentation pour des raisons de positionnement géographique par rapport au réseau. L'information disponible présentement ne permet pas d'identifier les

classes tarifaires auxquelles sont associés les clients connectés directement à des conduites d'alimentation.

- b) Veuillez vous référer à la réponse de la question 11.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, à la pièce Gaz Métro-3, Document 1.

53. Please identify any supply mains that were extended to directly connect specific customers, and for each such main:

- a. Identify the rate class of the customers for whom the main was extended.
- b. Provide the annual gas consumption of the customers for whom the main was extended.

Réponse :

- a) L'information disponible présentement ne permet pas d'identifier les classes tarifaires auxquelles sont associés les clients connectés à des conduites d'alimentation.
- b) Veuillez vous référer à la réponse de la question 11.4 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie, à la pièce Gaz Métro-3, Document 1.

Companies Used in Analysis

<u>COMPANY NAME</u>	<u>STATE(S)</u>
AGL	GA, TN, NJ, MD, FL, VA
ALABAMA GAS CORPORATION	AL
ALLETE - SUPERIOR WATER LIGHT & POWER CO	WI
ALLIANT	IA, MN, WI
AMEREN	IL, MO
ATMOS ENERGY CORPORATION	KY, CO, GA, IA, IL, KS, LA, MO, MS, TN, TX, VA
AVISTA CORP	ID, OR, WA
BALTIMORE GAS & ELECTRIC CO	MD
BATH ELECTRIC GAS & WATER SYSTEMS	NY
BLACK HILLS ENERGY	CO, IA, KS, NE, WY
BLUEFIELD GAS CO	WV
CENTERPOINT	AR, LA, OK, TX, MN, MS
CENTRAL HUDSON GAS & ELECTRIC CORP	NY
CHARLOTTESVILLE, CITY OF	VA
CHESAPEAKE UTILITY CORP	DE, FL, MD
CITIZENS GAS & COKE UTILITY	IN
CITY GAS CO	WI
CLARKE - MOBILE COUNTIES GAS DIST	AL
CLEARFIELD	OH
CLEARWATER GAS SYSTEM	FL
COLORADO NATURAL GAS INC.	CO
COLORADO SPRINGS, CITY OF	CO
CONSOLIDATED EDISON	NY
CONSUMERS ENERGY CO	MI
CONTINENTAL ENERGY	AK, MI, NM
CORNING NATURAL GAS CORP	NY
CORPUS CHRISTI, CITY OF - GAS DIV	TX
COSERV GAS	TX
DELMARVA POWER & LIGHT COMPANY	DE
DELTA NATURAL GAS CO INC	KY
DOMINION	OH, PA, WV
DTE	MI
DUKE ENERGY	KY, OH
EASTON UTILITIES COMMISSION	MD
ENERGY EAST	CT, MA, ME, NY
ENERGY WEST	MT, ME, NC, WY
ENTERGY	LA
EQUITABLE RESOURCES	PA, WV
FAIRBANKS NATURAL GAS	AK
FORT PIERCE UTILITIES AUTH - GAS DEPT	FL
GAINESVILLE REGIONAL UTIL GAS DEPT	FL
GREENVILLE UTILITIES COMMISSION	NC
ILLINOIS GAS CO	IL
INTEGRYS	MI, IL, MN, SD, WI
KNG ENERGY INC	OH
KNOXVILLE UTILITIES BOARD	TN

Companies Used in Analysis

LACLEDE GAS CO	MO
LAS CRUCES, CITY OF	NM
LOUISVILLE GAS & ELECTRIC CO	KY
LUMBERPORT - SHINNSTON GAS CO	WV
MADISON GAS & ELECTRIC CO	WI
MEMPHIS LIGHT GAS & WATER DIVISION	TN
METROPOLITAN UTILITIES DISTRICT	NE
MIDAMERICAN ENERGY	IA, IL, SD
MIDDLE TENNESSEE NATURAL GAS UTIL DIST	TN
MONTANA - DAKOTA UTILITIES CO	ID, MT, MN, ND, OR, SD, WA, WY
MT CARMEL PUBLIC UTILITY CO	IL
NATIONAL FUEL GAS DISTRIBUTION CORP	NY PA
NATIONAL GAS & OIL CORP	OH
NATIONAL GRID	MA, NH, NY, RI
NATURAL GAS PROCESSING	NM, WY
NEW JERSEY NATURAL GAS CO	NJ
NISOURCE	IN, KY, MA, MD, OH, PA, VA
NORTHERN ILLINOIS GAS CO	IL
NORTHWEST NATURAL GAS	OR, WA
NORTHWESTERN ENERGY LLC	MT, NE, SD
NSTAR GAS COMPANY	MA
NV ENERGY	NV
OAK RIDGE UTIL DIST	TN
OHIO VALLEY GAS CORP	IN, OH
OKALOOSA COUNTY GAS DISTRICT	FL
ONEOK	KS, OK, TX
ORWELL NATURAL GAS CO	OH
PACIFIC GAS & ELECTRIC CO	CA
PECO ENERGY CO	PA
PEOPLES GAS SYSTEM INC	FL
PHILADELPHIA GAS WORKS	PA
PIEDMONT NATURAL GAS CO INC	NC, SC, TN
PUBLIC SERVICE ELECTRIC & GAS CO	NJ
PUGET SOUND ENERGY	WA
QUESTAR GAS COMPANY	ID, UT, WY
RICHMOND UTILITIES BOARD	KY
RICHMOND, CITY OF	VA
ROANOKE GAS CO	VA
SAFFORD UTILITIES DIV, CITY OF	AZ
SCANA	NC, SC
SEMPRA	AL, CA
SOURCEGAS LLC	AR, CO, NE, WY
SOUTH JERSEY GAS CO	NJ
SOUTHERN MISSOURI GAS COMPANY, L.P.	MO
SOUTHERN UNION	MA, MO
SOUTHWEST GAS CORP	AZ, CA, NV
ST LAWRENCE GAS CO INC	NY

Companies Used in Analysis

THE EMPIRE DISTRICT GAS COMPANY	MO
THE GAS COMPANY	HI
UGI	MD, PA
UNION OIL & GAS INC	WV
UNISOURCE ENERGY SERVICES	AZ
UNITIL	MA, ME, NH
VALLEY ENERGY, INC.	NY
VECTREN	IN, OH
VERMONT GAS SYSTEMS INC	VT
WAKEFIELD MUNICIPAL LIGHT DEPT	MA
WASHINGTON GAS LIGHT CO	DC, MD, VA
WE ENERGIES	WI
XCEL	CO, MI, MN, ND, WI
YANKEE GAS SERVICES CO	CT

Company	Model Four R-square	Model Four F-Statistic	Model Five R-square	Model Five F-Statistic	Model Four MCF Sign
Ameren Missouri	97.86%	342.6	93.01%	212.8	Negative
Ameren CILCO	91.05%	1862.9	99.49%	2150.7	Negative
Ameren CIPS	99.53%	1067.9	99.14%	1271.1	Negative
Ameren IP	99.43%	781.3	98.25%	560.8	Negative
AVISTA	99.14%	981.5	97.95%	862.1	Negative
Battle Creek	99.81%	1819.0	98.96%	764.7	Negative
BG&E	97.39%	317.2	95.01%	342.9	Negative
Central Hudson	98.06%	327.8	94.07%	222.2	Negative
Citizens Gas and Fuel	99.99%	34392.9	99.99%	76367.1	Positive-Insignificant
City Gas Co.	99.27%	545.8	99.06%	943.9	Negative
Columbia of Ohio	98.37%	362.4	94.67%	230.9	Negative
Columbia of PA	98.98%	581.9	96.55%	363.7	Negative
ConEd	95.97%	154.8	90.66%	135.9	Positive
Consumers Energy	99.51%	1327.4	98.76%	1117.9	Negative
Consumers Gas Utility	99.45%	813.1	98.87%	878.7	Negative
Dominion Hope	98.44%	379.1	97.97%	626.6	Negative- Insignificant
Elizabethtown Gas	98.58%	381.0	98.21%	658.3	Negative- Insignificant
EQT	97.43%	170.9	97.26%	354.9	Positive-Insignificant
Florida City Gas	99.25%	399.1	98.27%	396.6	Negative
Indiana Gas	99.40%	823.4	99.27%	1503.9	Positive-Insignificant
KeySpan Gas East	98.30%	260.7	97.80%	444.4	Negative- Insignificant
Kokomo Fuel Gas	99.55%	1324.0	99.52%	2710.8	Positive-Insignificant
MG&E	99.70%	2183.0	99.69%	4528.2	Negative- Insignificant
Mich Con	99.16%	707.6	97.96%	625.1	Negative
Midwest Natural Gas	99.84%	2171.7	99.78%	3607.6	Negative- Insignificant
Mountaineer Natural Gas	96.22%	152.8	96.18%	327.7	Negative- Insignificant
New Jersey Natural Gas	99.56%	1257.2	99.35%	1846.5	Negative
NYSEG	99.29%	909.5	97.80%	623.6	Negative
NIMO	98.62%	427.6	96.80%	393.5	Negative
NICOR	98.72%	386.4	98.37%	724.4	Negative- Insignificant
North Shore	99.56%	1250.7	99.51%	2423.9	Negative- Insignificant
Northern Indiana Fuel	99.93%	7267.5	99.89%	9758.5	Negative
Northern States Wisc	99.79%	3053.5	99.46%	2589.7	Negative
Ohio Valley Gas Corp	99.61%	1421.8	97.08%	398.3	Negative
Ohio Valley Gas Inc.	98.64%	289.7	96.14%	224.4	Negative
Orange and Rockland	94.43%	110.2	90.87%	139.3	Negative
Orwell Natural Gas	98.35%	298.5	98.34%	653.2	Negative- Insignificant
PG&E	99.74%	2478.9	99.27%	1916.7	Negative
Peoples Gas Light	98.81%	457.7	98.47%	772.3	Negative- Insignificant
Piedmont Gas Company	99.25%	593.1	99.21%	1262.6	Negative- Insignificant
PSE&G	99.26%	734.5	97.74%	517.8	Negative
Questar	98.30%	375.1	95.75%	315.6	Negative
RG&E	98.08%	332.8	96.02%	337.5	Negative
SEMCO	99.86%	4001.9	99.74%	4592.9	Negative

Sierra Pacific	99.60%	1258.1	98.03%	547.3	Negative
South Jersey Gas	98.20%	300.1	98.15%	635.4	Positive-Insignificant
Southwest Gas NV	99.51%	914.2	98.80%	820.7	Negative
UGI	99.89%	3686.4	99.77%	3882.7	Negative
VEDO	95.75%	101.5	94.95%	188.2	Negative- Insignificant
Wisc Electric Power	99.72%	2340.0	99.08%	1512.8	Negative
Wisc Gas Co	99.15%	1049.0	97.50%	740.1	Negative
Wisc Power and Light	97.70%	276.1	97.70%	594.5	Negative- Insignificant
Wisc Public Service	98.67%	707.3	95.58%	432.4	Negative

Model Four

Mean	0.9863584
Standard Error	0.0021557
Median	0.9915919
Mode	#N/A
Standard Deviation	0.0156939
Sample Variance	0.0002463
Kurtosis	10.39222
Skewness	-2.8281909
Range	0.0893836
Minimum	0.9104856
Maximum	0.9998692
Sum	52.276995
Count	53

Model 5

Mean	0.976555075
Standard Error	0.002935763
Median	0.982098772
Mode	#N/A
Standard Dev	0.02137268
Sample Variar	0.000456791
Kurtosis	2.623191034
Skewness	-1.587125578
Range	0.093288536
Minimum	0.906580535
Maximum	0.999869071
Sum	51.75741895
Count	53

A N N E X E 2

E N R É P O N S E A U X Q U E S T I O N S 2 2 E T 2 3

**(c e t t e p i è c e e s t d é p o s é e
e n f o r m a t E x c e l s e u l e m e n t)**

CRITÈRES APPLIQUÉS À LA CONCEPTION
ET À L'OPÉRATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

(suivi des décisions D-2012-158, D-2013-106 et D-2013-135)

TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>
INTRODUCTION	4
1 CONCEPTION DES RÉSEAUX.....	6
2 CRITÈRES APPLIQUÉS À LA CONCEPTION	7
2.1 Besoins des clients	10
2.1.1 N° 1 – Débit demandé (transmission & distribution)	10
2.1.2 N° 2 – Pression effective de livraison au contrat (transmission & distribution)	10
2.1.3 N° 3 – Condition particulière du client (transmission & distribution)	11
2.1.4 N° 4 – Possibilité d’interrompre le client (transmission)	11
2.1.4.1 Transmission	11
2.1.4.2 Distribution	12
2.1.5 N° 5 – Débit du potentiel futur (transmission & distribution)	12
2.2 Validation de la capacité du réseau	12
2.2.1 N° 6 – Spécifications techniques (transmission & distribution)	12
2.2.2 N° 7 – Vitesse d’écoulement dans les conduites (transmission & distribution)	12
2.2.3 N° 8 – Débit maximal sur une heure aux postes de livraison (transmission & distribution)	13
2.2.4 N° 9 – Pression minimale du réseau (transmission & distribution)	13
2.2.5 N° 10 – Température minimale de l’hiver précédent (transmission & distribution)	13
2.2.6 N° 11 – Pression minimale contractuelle d’alimentation (TCPL & TQM) (transmission)	14
2.2.7 N° 12 – Capacité des équipements auxiliaires de livraison (transmission).....	14
2.2.8 N° 13 – Redondance des équipements critiques de transmission (transmission)	14
2.2.9 N° 14 – Ratio de compression et débit maximal (transmission)	14
2.2.10 N° 15 – Débit horaire de pointe observé – Coïncident (transmission)	15
2.2.11 N° 16 – Classe d’emplacement (transmission)	15
2.2.12 N° 17 – Marge de manœuvre (transmission)	15
2.2.13 N° 18 – Débit maximal sur sept heures des clients de 500 m ³ /h et plus (distribution).....	15
2.2.14 N° 19 – Capacité des équipements auxiliaires des postes de détente (distribution)	16
2.2.15 N° 20 – Redondance des équipements critiques de distribution (distribution)	16

2.3	Design du réseau	16
2.3.1	N° 21 – Emplacement du réseau/conduite (transmission & distribution)	16
2.3.2	N° 22 – Intégration dans le réseau (distribution).....	17
2.4	Analyse des coûts	17
2.4.1	N° 23 – Coût (transmission & distribution)	17
3	OPÉRATION DES RÉSEAUX	18
4	CRITÈRES APPLIQUÉS À L'OPÉRATION	19
4.1	Besoins opérationnels	19
4.2	Demandes de branchement des nouveaux clients ou d'ajout de volume de clients existants	20
4.3	Surveillance du réseau.....	21
4.4	Interruption des clients interruptibles.....	22
5	CONCLUSION SUR LE SUIVI DE LA DÉCISION	24
5.1	Conclusion recherchée	24
6	RÉSEAU DE GAZ MÉTRO	25
6.1	Taux de saturation du réseau de l'hiver 2012-2013.....	25
6.2	Enjeux pour l'hiver 2013-2014	28
6.3	Mesures prévues pour l'hiver 2013-2014	29
6.3.1	Solutions opérationnelles et physiques.....	29
6.3.2	« Best Effort » de TCPL	31
6.3.3	Nombre maximum de jours d'interruption	33
6.3.4	Instrumentation de clients majeurs	37
6.3.5	Suivi de la décision D-2013-135	37
7	PROCHAINE ÉTAPE	40
7.1	Conclusions recherchées	40

INTRODUCTION

1 Préalablement à l'hiver 2012-2013, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) a constaté
2 que le comportement des clients interruptibles pouvait mettre à risque la fiabilité de la desserte
3 de quelques clients de certaines régions durant les journées les plus froides des prochains
4 hivers en prenant en compte la pression contractuelle de TCPL/TQM. En effet, dans la mesure
5 où, à la suite de la réception d'un avis d'interruption, des clients décidaient tout de même de
6 continuer à consommer du gaz naturel, la capacité de certains réseaux pourrait ne plus suffire à
7 la demande des clients en service continu.

8 Afin de s'assurer que les clients interruptibles respectent les avis d'interruption, Gaz Métro a
9 proposé des ajustements aux règles et pénalités relatives aux interruptions dans la Cause
10 tarifaire 2013. La Régie de l'énergie (la « Régie ») « juge que le distributeur est le premier
11 responsable de la sécurité de son réseau et, qu'en ce sens, il doit prendre toutes les mesures
12 nécessaires pour assurer l'approvisionnement des clients de son réseau » (paragraphe 109) et
13 elle a approuvé la majorité des modifications proposées par la décision D-2012-158. Toutefois,
14 la Régie demande deux suivis à Gaz Métro.

15 En ce qui a trait à « l'enjeu de sécurité du réseau qui est associé au respect d'un avis
16 d'interruption et afin de suivre l'évolution de la situation critique du niveau de saturation du
17 réseau dans certaines régions de la franchise du distributeur » (paragraphe 118), la Régie a
18 demandé à Gaz Métro de lui soumettre un suivi annuel à cet effet dès le Rapport annuel 2012
19 « tant que la situation de saturation du réseau demeurera critique dans au moins une région
20 desservie par le réseau » (paragraphe 118). Le premier suivi a été déposé le 2 février 2013¹.

21 D'autre part, se questionnant sur la « prise en compte spécifique des clients interruptibles dans
22 ses critères de planification » de l'approvisionnement de la clientèle, la Régie demande à
23 Gaz Métro de déposer, lors de la Cause tarifaire 2014, « un document faisant état des critères
24 qu'elle applique à la conception et à l'opération de son réseau de distribution » (paragraphe
25 110).

« [110] La Régie se questionne sur la prise en compte spécifique des clients interruptibles dans ses critères de planification. À cet égard, la Régie demande à

¹ Niveau de saturation du réseau par région, suivi de la décision D-2012-158, Rapport annuel 2012, R-3831-2012, B-0107, Gaz Métro-34, Document 1

Gaz Métro de déposer, pour le prochain dossier tarifaire, un document faisant état des critères qu'elle applique à la conception et l'opération de son réseau de distribution. »

1 En ce qui a trait à la demande de la Régie, Gaz Métro réfère aux définitions suivantes
2 concernant la conception et à l'opération du réseau :

- 3 • La conception vise à sélectionner l'infrastructure la plus appropriée permettant de
4 répondre aux besoins des clients actuels et futurs; et
- 5 • L'opération vise à déterminer comment utiliser les infrastructures en place afin d'assurer
6 la fiabilité de l'approvisionnement.

7 Cet exercice demandé par la Régie tombe à point puisque certaines portions du réseau de
8 transmission approchent de la limite de capacité et pourraient nécessiter des renforcements
9 pour assurer le développement futur et aussi pour des considérations de fiabilité opérationnelle.
10 Ce faisant, Gaz Métro est appelée à suivre l'évolution de la demande en gaz naturel de
11 beaucoup plus près sur certaines portions de son réseau.

1 CONCEPTION DES RÉSEAUX

1 La conception vise à sélectionner l'infrastructure la plus appropriée telle que le compresseur, la
2 conduite, etc., permettant de répondre aux besoins actuels et/ou futurs des clients. La
3 conception d'un réseau peut se présenter sous plusieurs formes, mais principalement pour :

4 a. Mener des travaux pour l'amélioration du réseau, tel que présenté dans le
5 dossier de la gestion des actifs :

- 6 i. Risques,
7 ii. Respect des exigences (interne et externe),
8 iii. Enjeux clients (capacité hydraulique), et
9 iv. Amélioration des actifs; et

10 b. Répondre à un besoin de développement :

- 11 i. Alimentation d'un ou plusieurs nouveaux clients,
12 ii. Ajout de charge d'un ou de plusieurs clients existants, et
13 iii. Migration tarifaire (passer du service interruptible au service continu).

2 CRITÈRES APPLIQUÉS À LA CONCEPTION

1 Gaz Métro applique plusieurs critères lorsqu'elle conçoit son réseau pour des projets
2 d'amélioration² ou de développement. Dans le cadre des activités de conception, Gaz Métro
3 identifie les besoins des clients, valide la capacité du réseau avant de faire le design du réseau
4 et analyse les coûts. Ainsi, les critères considérés dans le cadre des activités de conception du
5 réseau ont été catégorisés de cette façon :

- 6 1. Besoins des clients;
- 7 2. Validation de la capacité du réseau;
- 8 3. Design du réseau; et
- 9 4. Analyse des coûts.

10 Il est à noter que les critères peuvent différer entre les réseaux de transmission³ et ceux de
11 distribution⁴. Le tableau suivant présente la liste des critères appliqués à la conception.

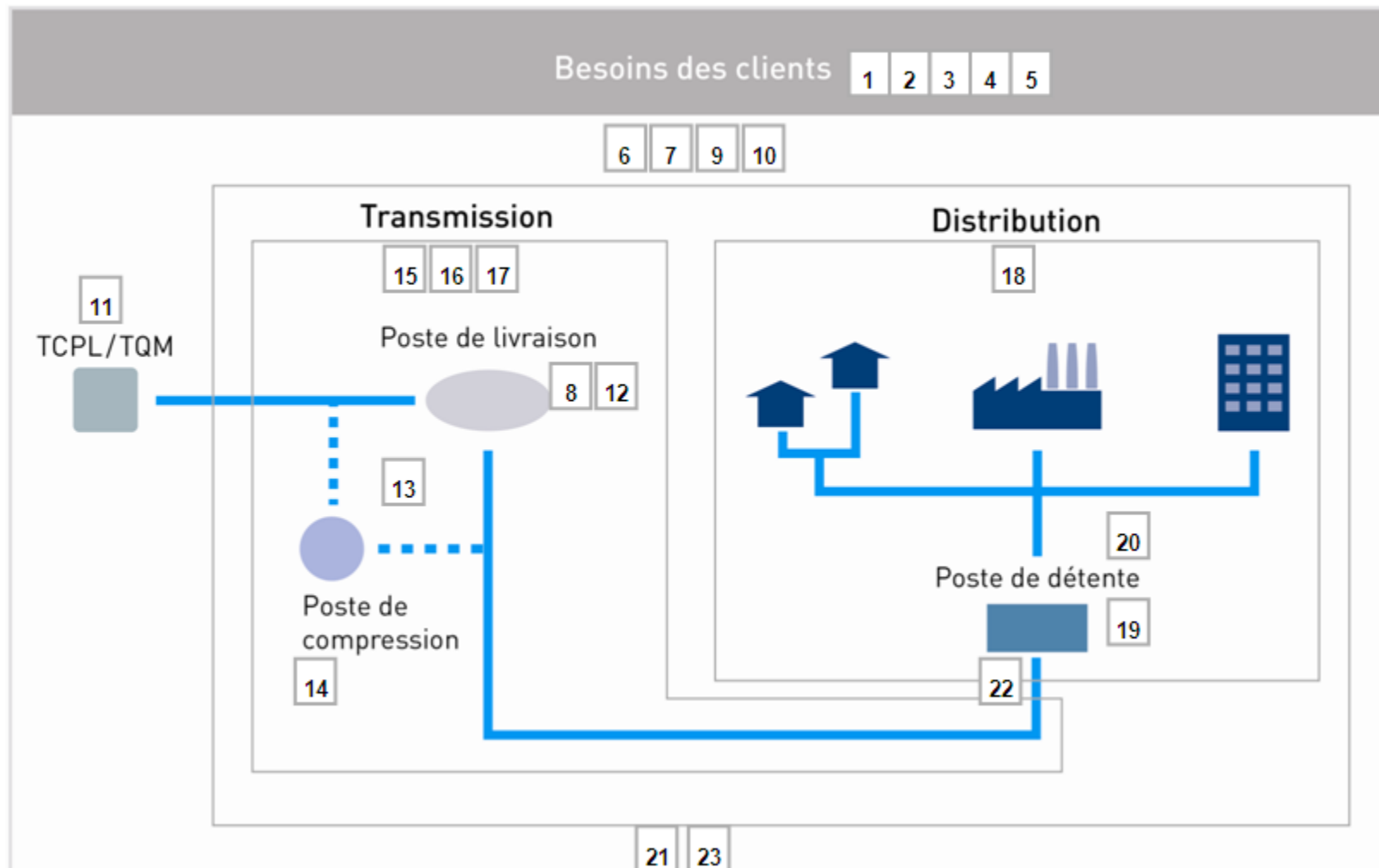
² Projets d'amélioration concernant les enjeux des clients existants (capacité hydraulique).

³ Réseau de transmission : classe de pression entre 4 000 kPa et 10 000 kPa.

⁴ Réseau de distribution : classe de pression sous 2 900 kPa.

CONCEPTION				
Catégories	N°	Critères	Transmission	Distribution
Besoins des clients	1	Débit demandé (débit horaire maximal)	x	x
	2	Pression effective de livraison au contrat	x	x
	3	Conditions particulières demandées par le client	x	x
	4	Possibilité d'interrompre le client	x	
	5	Débit du potentiel futur	x	x
Validation de la capacité du réseau	6	Spécifications techniques	x	x
	7	Vitesse d'écoulement du gaz dans les conduites	x	x
	8	Débit maximal sur une heure aux postes de livraison	x	x
	9	Pression minimale du réseau	x	x
	10	Température minimale de l'hiver précédent	x	x
	11	Pression minimale contractuelle d'alimentation (TCPL & TQM)	x	
	12	Capacité des équipements auxiliaires de livraison	x	
	13	Redondance des équipements critiques de la transmission	x	
	14	Ratio de compression et débit maximal	x	
	15	Débit horaire de pointe observé (coïncident)	x	
	16	Classes d'emplacement	x	
	17	Marge de manœuvre	x	
	18	Débit maximal sur sept heures des clients de 500 m ³ /h et plus		x
	19	Capacité des équipements auxiliaires des postes de détente (régulation)		x
	20	Redondance des équipements critiques de distribution		x
Design du réseau	21	Emplacement du réseau	x	x
	22	Intégration dans le réseau		x
Analyse des coûts	23	Coût	x	x

- 1 Les différents critères appliqués à la conception sont positionnés sur l'image afin d'en faciliter la compréhension⁵.



⁵ L'image représente les cas où Gaz Métro a un réseau de transmission.

2.1 BESOINS DES CLIENTS

1 Cette section présente les critères de conception réseau qui permettent d'identifier les besoins
2 des clients.

2.1.1 N° 1 – Débit demandé (transmission & distribution)

3 Le débit horaire demandé par le client correspond à l'ajout de consommation analysé dans
4 les modèles hydrauliques afin de valider la capacité du réseau à acheminer cette nouvelle
5 charge de manière à assurer la fiabilité de l'approvisionnement et de maintenir un niveau de
6 pression adéquat dans l'ensemble du réseau.

7 Pour les clients commerciaux et industriels, ce débit correspond à la somme des charges
8 provenant des équipements connectés au réseau qui sont susceptibles d'opérer
9 simultanément. Ce débit est encadré contractuellement et le client s'engage à ne pas
10 dépasser cette valeur.

11 Pour les clients résidentiels, l'encadrement contractuel reste le même à l'exception que des
12 valeurs types plus faibles que la somme des équipements reliés au réseau sont utilisées
13 dans les modèles de simulation afin de refléter la coïncidence des équipements de cette
14 clientèle.

2.1.2 N° 2 – Pression effective de livraison au contrat (transmission & distribution)

15 La pression de livraison effective correspond à la pression d'ajustement du régulateur dans
16 le poste de mesurage du client.

17 Afin de maintenir cette valeur minimale en tout temps, la pression du réseau en amont du
18 régulateur du client doit demeurer significativement supérieure à la pression de livraison.
19 Ceci est nécessaire afin de pallier aux pertes de charge dans le branchement d'immeuble et
20 dans les équipements associés au poste de mesurage de même qu'à assurer le bon
21 fonctionnement des équipements de régulation qui servent à abaisser et à stabiliser la
22 pression du client. Cette pression est définie dans la spécification technique 21.02.01⁶
23 (*Pression de design des réseaux*).

⁶ Spécification technique basée sur l'expertise du service de l'Ingénierie qui rencontre la norme CSA Z662.

2.1.3 N° 3 – Condition particulière du client (transmission & distribution)

1 Le raccordement d'un nouveau client s'effectue selon des méthodes normalisées et définies
2 dans l'ensemble des spécifications techniques⁷ du service de l'Ingénierie. Toutefois, pour
3 certains clients industriels, leur raccordement peut nécessiter des mesures particulières. À
4 titre d'exemple, un client peut demander de ne pas avoir d'odorant dans son gaz.

5 Chacune des conditions particulières est soumise à l'évaluation d'un ingénieur et doit être
6 en accord avec les spécifications internes et la norme CSA Z662.

2.1.4 N° 4 – Possibilité d'interrompre le client (transmission)

7 En échange d'un avantage financier, un client interruptible peut voir son approvisionnement
8 en gaz être arrêté pendant un certain nombre de jours d'une année, normalement en
9 période de pointe hivernale afin de maintenir le réseau à un niveau sécuritaire
10 d'approvisionnement. La conception du réseau des clients interruptibles varie selon qu'il
11 s'agisse de la conception d'un réseau de transmission ou d'un réseau de distribution.

2.1.4.1 Transmission

12 La conception du réseau de transmission tient compte du caractère interruptible des
13 clients. Dans un premier temps, l'évaluation du niveau de saturation d'un réseau de
14 transmission permet d'identifier globalement la capacité disponible pour accepter des
15 ajouts de consommation, tout en maintenant des conditions d'opération minimales
16 permettant d'assurer l'approvisionnement de la clientèle en service continu. Si un
17 client du service continu désire s'ajouter à un réseau de transmission, l'évaluation de
18 la capacité disponible est faite en ne considérant pas les besoins des clients
19 interruptibles tout en respectant le nombre de jours d'interruption prévu aux *Conditions*
20 *de service et Tarif*. Gaz Métro prévoit donc l'interruption des clients interruptibles
21 durant la période de pointe avant de considérer un investissement en renforcement de
22 réseau.
23

24 De plus, si un réseau de transmission est saturé en période de pointe, Gaz Métro ne
25 prévoit aucun renforcement de réseau si un client interruptible désire s'ajouter au
26 réseau. Un tel client interruptible devrait donc accepter un contrat au service continu
27 pour que Gaz Métro débute le processus d'un investissement en renforcement de

⁷ Se référer au critère n° 6 – *Spécifications techniques* à la page 12 pour plus de détails.

1 réseau, ou bien demeurer au tarif interruptible, sachant qu'il sera interrompu
2 régulièrement en période de pointe.

3 2.1.4.2 Distribution

4 Du poste de livraison jusqu'au poste de mesurage du client, la conception du réseau
5 de distribution est faite pour répondre au débit horaire maximal du client, soit pour son
6 débit horaire continu et interruptible.

2.1.5 N° 5 – Débit du potentiel futur (transmission & distribution)

7 La conception des réseaux de transmission et de distribution tient évidemment compte des
8 débits actuellement consommés par les clients, mais peut aussi inclure des débits potentiels
9 futurs pour les projets de développement.

10 Lors de la conception, divers scénarios sont analysés afin d'évaluer le gain potentiel associé
11 aux différentes infrastructures. Ces scénarios sont fonction des prévisions générées par les
12 différents services internes tels que les Ventes et le Marketing.

2.2 VALIDATION DE LA CAPACITÉ DU RÉSEAU

13 Les différents critères considérés dans le cadre des activités de conception du réseau incluent
14 systématiquement la validation des capacités du réseau. Pour ce faire, les critères suivants sont
15 considérés.

2.2.1 N° 6 – Spécifications techniques (transmission & distribution)

16 Les spécifications techniques sont élaborées afin de permettre la conception, la construction
17 et l'exploitation des installations de Gaz Métro selon des critères assurant la sécurité et la
18 conformité aux exigences des codes en vigueur au sein de l'industrie du gaz naturel. Les
19 sous-sections 21 (*Design de réseau*) et 22 (*Gestion du réseau*) des spécifications
20 techniques sont utilisées entre autres lors de la validation de la capacité du réseau.

2.2.2 N° 7 – Vitesse d'écoulement dans les conduites (transmission & distribution)

21 La vitesse d'écoulement du gaz à l'intérieur des conduites influence la perte de pression
22 dans ces conduites. Ainsi, plus la vitesse est élevée, plus la perte de pression est grande.

1 De plus, la vitesse d'écoulement d'un fluide à l'intérieur des conduites doit être limitée pour
2 prévenir l'érosion de la paroi de la conduite. Cette limite de vitesse est fonction de la
3 pression du gaz à l'intérieur de la conduite.

2.2.3 N° 8 – Débit maximal sur une heure aux postes de livraison (transmission & distribution)

4 Le débit enregistré aux postes de livraison correspond au volume consommé sur une
5 période de temps donnée. Dépendamment de la période de temps choisie, le débit maximal
6 d'un poste varie. En effet, le débit maximal sera plus élevé lorsque la période de temps sera
7 plus courte.

8 Une durée d'une heure est utilisée pour modéliser les consommations aux postes de
9 livraison. La durée est basée sur l'expérience et sur des analyses ponctuelles qui
10 permettent d'établir que cette durée est suffisamment longue pour affecter la quantité de
11 gaz présente dans un réseau (linepack).

12 Ces débits maximaux sont actualisés mensuellement et servent de valeur de conception
13 pour l'année en cours, à la fois pour les réseaux de transmission et pour ceux de
14 distribution.

2.2.4 N° 9 – Pression minimale du réseau (transmission & distribution)

15 Les pressions minimales des réseaux sont définies dans la spécification technique
16 21.02.01⁸ (*Pression de design des réseaux*). Les pressions minimales et maximales du gaz
17 sont inscrites en fonction de la classe de pression et du diamètre de la conduite. Ces limites
18 de pression doivent toujours être respectées, car la conduite, la régulation et d'autres
19 composantes qui sont installées sur le réseau sont conçues en fonction de ces pressions.

2.2.5 N° 10 – Température minimale de l'hiver précédent (transmission & distribution)

20 La température minimale atteinte durant l'hiver précédent est considérée dans les analyses
21 hydrauliques et sert de valeur de conception pour ajuster à la hausse le débit horaire
22 observé au poste de livraison.

⁸ Spécification technique basée sur l'expertise du service de l'Ingénierie qui rencontre la norme CSA Z662.

**2.2.6 N° 11 – Pression minimale contractuelle d’alimentation (TCPL & TQM)
(transmission)**

1 Le réseau de transmission de Gaz Métro est alimenté par le fournisseur TCPL/TQM à une
2 pression qui peut varier dans le temps (pression observée), mais qui ne peut descendre
3 sous un seuil précis, sauf en cas d’une force majeure : la valeur contractuelle minimale.

4 Cette valeur contractuelle minimale est utilisée dans les analyses hydrauliques de capacité
5 des réseaux de transmission afin d’assurer, en tout temps, la fiabilité d’approvisionnement à
6 l’ensemble des clients.

2.2.7 N° 12 – Capacité des équipements auxiliaires de livraison (transmission)

7 Le bon fonctionnement d’un poste de livraison requiert un dimensionnement adéquat de ces
8 composantes telles que des équipements de régulation et de protection contre les
9 surpressions, de mesurage, d’odorisation et de chauffage.

10 Lors de l’ajout d’une charge importante (500 m³/h et plus), la capacité de ces équipements
11 est vérifiée et des correctifs sont apportés au besoin.

12 De plus, annuellement, un ingénieur passe en revue ces équipements et s’assure que les
13 capacités sont suffisantes avant la prochaine période de pointe.

2.2.8 N° 13 – Redondance des équipements critiques de transmission (transmission)

14 Afin de pallier la défaillance d’un équipement jugé critique sur le réseau de transmission, le
15 réseau est conçu et opéré de manière à ce que soient toujours installés deux équipements
16 en parallèle, chacun pouvant répondre à 100 % de la demande. Ces équipements critiques
17 de transmission sont le compresseur, la vanne de contrôle et le régulateur de pression.

2.2.9 N° 14 – Ratio de compression et débit maximal (transmission)

18 Dans l’évaluation des charges maximales pouvant être raccordées sur un réseau de
19 transmission où un poste de compression est installé, une validation des plages d’opération
20 des compresseurs (ratio de compression : pressions aval/pression amont, débit maximal)
21 est effectuée.

22 Ensuite, des vérifications physiques sur le terrain peuvent être réalisées afin de confirmer
23 les capacités maximales de chacun des compresseurs.

1 Ces valeurs confirmées sont ensuite utilisées comme conditions limites dans les modèles
2 hydrauliques utilisés pour l'opération et la conception du réseau de transmission.

2.2.10 N° 15 – Débit horaire de pointe observé – Coïncident (transmission)

3 Le débit horaire de pointe observé est le débit maximal mesuré en prenant la somme des
4 débits aux postes de livraison d'un réseau de transmission. En d'autres mots, ce débit est le
5 débit maximal coïncidant sur une heure pour le réseau de transmission.

2.2.11 N° 16 – Classe d'emplacement (transmission)

6 Dans la norme CSA Z662, la classe d'emplacement est définie comme une région
7 géographique classée selon la densité de logements et d'autres caractéristiques telles que
8 les lieux de rassemblement qui peuvent être occupés par au moins 20 personnes et des
9 bâtiments de quatre étages et plus. La classe d'emplacement influence le coefficient de
10 sécurité qui est le facteur d'emplacement et du même coup, les exigences nominales d'une
11 conduite. La classe d'emplacement peut varier au fil des ans avec des développements
12 urbains à proximité des emprises des conduites. Une modification de la classe
13 d'emplacement d'une conduite pourrait faire baisser la pression maximale d'opération et
14 ainsi faire baisser la capacité du réseau.

2.2.12 N° 17 – Marge de manœuvre (transmission)

15 La marge de manœuvre est utilisée en transmission pour tenir compte des incertitudes
16 reliées aux hypothèses utilisées lors de la validation de la capacité et de la conception des
17 conduites de transmission. Par exemple, le débit observé sur une heure aux postes de
18 livraison, le débit des clients durant cette heure, la coïncidence des consommations des
19 clients, la température extérieure durant cette heure, le temps requis pour faire certaines
20 opérations durant la pointe hivernale (démarrer les compresseurs, démarrer la gazéification
21 à l'usine L.S.R., etc.), sont tous des éléments qui peuvent varier d'une année à l'autre et qui
22 sont considérés dans une marge de manœuvre. Ainsi, Gaz Métro est à revoir les marges de
23 manœuvre nécessaires.

2.2.13 N° 18 – Débit maximal sur sept heures des clients de 500 m³/h et plus (distribution)

24 Afin de refléter le mieux possible le profil de consommation des clients de 500 m³/h et plus
25 dans les modèles de simulation hydraulique, le débit maximal observé sur une période de

1 sept heures est calculé. Cette plage de temps (sept heures) est considérée comme la plus
2 représentative lorsque implantée dans les modèles hydrauliques afin de simuler et
3 d'analyser l'impact sur la capacité du réseau de ces clients. Des validations ponctuelles
4 entre les résultats obtenus par simulation et des mesures effectuées sur le terrain servent à
5 confirmer cette valeur.

2.2.14 N° 19 – Capacité des équipements auxiliaires des postes de détente (distribution)

6 La capacité des équipements auxiliaires (régulation et protection contre les surpressions)
7 des postes de détente est validée lorsqu'un ajout de 500 m³/h et plus est demandé sur le
8 réseau. De plus, afin de se prémunir des conséquences d'une multitude de petits ajouts sur
9 le réseau, la capacité de l'ensemble des postes est validée une fois l'an en fonction de la
10 consommation maximale estimée à l'aide des modèles hydrauliques. Si, dans les conditions
11 les plus sévères (pression minimale du réseau à l'entrée du poste de détente), les
12 équipements auxiliaires ne sont pas en mesure de subvenir à la demande prévue, des
13 travaux de renforcement sont faits afin de corriger la situation.

2.2.15 N° 20 – Redondance des équipements critiques de distribution (distribution)

14 Afin de pallier la défaillance d'un équipement jugé critique sur le réseau de distribution, le
15 réseau est conçu et opéré de manière à toujours installer deux équipements en parallèle,
16 chacun pouvant répondre à 100 % de la demande. Ces équipements sont les régulateurs
17 de pression.

2.3 DESIGN DU RÉSEAU

18 À la suite de l'identification des besoins des clients et de la validation de la capacité du réseau,
19 le design peut être réalisé. Les critères utilisés pour le design du réseau sont les suivants.

2.3.1 N° 21 – Emplacement du réseau/conduite (transmission & distribution)

20 Le tracé pour l'installation d'une conduite doit tenir compte de différents éléments qui
21 peuvent influencer les coûts du projet à court ou long terme. La longueur du tracé, le type
22 de sol, le nombre de traverses de route ou de cours d'eau, le type de traverse, sont des
23 éléments analysés lors de la conception d'un réseau.

2.3.2 N° 22 – Intégration dans le réseau (distribution)

1 Certains critères pour les extensions de réseaux sont définis dans la spécification technique
2 21.01.01⁹ (*Design d'un plan directeur*). En fonction du secteur (résidentiel, commercial ou
3 industriel) et du type de rue (boulevard, axe principal, axe secondaire, cul-de-sac), un
4 diamètre minimal de conduite est exigé.

2.4 ANALYSE DES COÛTS

5 À la suite du design du réseau, une analyse des coûts est réalisée.

2.4.1 N° 23 – Coût (transmission & distribution)

6 Une analyse des coûts de chaque projet est réalisée. L'analyse tient compte des besoins
7 actuels et peut inclure des besoins futurs de la clientèle. Lorsqu'il y a plusieurs options, le
8 coût et la capacité additionnelle associée à chaque projet sont pris en compte pour la
9 détermination de l'option retenue.

⁹ Spécification technique basée sur l'expertise du département de l'Ingénierie qui rencontre la norme CSA Z662.

3 OPÉRATION DES RÉSEAUX

1 L'opération vise à déterminer comment utiliser les infrastructures en place afin d'assurer la
2 fiabilité de l'approvisionnement. L'opération d'un réseau peut se présenter sous plusieurs
3 formes, mais principalement pour :

- 4 a. des besoins opérationnels;
- 5 b. répondre à une demande d'ajouter de nouveaux clients ou pour l'ajout de volume
6 des clients existants sur le réseau ne nécessitant aucune modification au réseau
7 actuel (pas de conception);
- 8 c. gérer les interruptions des clients interruptibles; et
- 9 d. gérer le volume de gaz dans une conduite.

4 CRITÈRES APPLIQUÉS À L'OPÉRATION

1 Gaz Métro applique plusieurs critères lorsqu'elle opère son réseau. Les critères considérés
2 dans le cadre des activités d'opération du réseau ont été catégorisés de cette façon :

- 3 1. Besoins opérationnels;
- 4 2. Demandes de branchement des nouveaux clients ou d'ajout de volume de clients
5 existants;
- 6 3. Surveillance du réseau; et
- 7 4. Interruption des clients interruptibles.

4.1 BESOINS OPÉRATIONNELS

8 Gaz Métro a recours à des modèles de simulation hydraulique pour assurer l'opération des
9 réseaux. Ces modèles servent à la gestion et à l'opération quotidienne et aident à la prise de
10 décision concernant, entre autres :

- 11 ▪ la fermeture d'un poste de détente pour l'entretien;
- 12 ▪ la rédaction des procédures de baisse de pression;
- 13 ▪ la rédaction des plans d'urgence;
- 14 ▪ le calcul du diamètre des conduites de dérivation lors de travaux de raccordement;
15 et
- 16 ▪ le calcul des débits émis à l'atmosphère lors d'un bris par les tiers.

17 Pour mettre à jour ces modèles et faire les simulations requises pour prendre les décisions
18 opérationnelles nommées précédemment, les critères suivants sont utilisés. Les mêmes
19 définitions que dans la section sur la conception s'appliquent aux critères retenus pour
20 l'opération.

OPÉRATION					
Catégorie	Sous-catégorie	N°	Critères	Transmission	Distribution
Besoins opérationnels	Validation de la capacité du réseau	6	Spécifications techniques	x	x
		7	Vitesse d'écoulement du gaz dans les conduites	x	x
		8	Débit maximal sur une heure aux postes de livraison	x	x
		9	Pression minimale du réseau	x	x
		12	Capacité des équipements auxiliaires de livraison	x	
		14	Ratio de compression et débit maximal	x	
		15	Débit horaire de pointe observé (coïncident)	x	
		18	Débit maximal sur sept heures des clients de 500 m ³ /h et plus		x
		19	Capacité des équipements auxiliaires des postes de détente (régulation)		x

4.2 DEMANDES DE BRANCHEMENT DES NOUVEAUX CLIENTS OU D'AJOUT DE VOLUME DE CLIENTS EXISTANTS

- 1 Lorsque Gaz Métro accepte un nouveau client sur le réseau ou accepte qu'un client existant
- 2 augmente sa consommation de gaz, Gaz Métro valide, encore une fois, à l'aide des modèles de
- 3 simulation hydraulique, comment cette nouvelle charge affecte le réseau. Les critères utilisés
- 4 lors de cette validation sont les suivants :

OPÉRATION					
Catégorie	Sous-catégorie	N°	Critères	Transmission	Distribution
Ajout de charge ou nouveaux clients sur réseau	Besoins des clients	1	Débit demandé (débit horaire maximal)	x	x
		2	Pression effective de livraison au contrat	x	x
		3	Conditions particulières demandées par le client	x	x
		4	Possibilité d'interrompre le client	x	
		5	Débit du potentiel futur	x	x
	Validation de la capacité du réseau	6	Spécifications techniques	x	x
		7	Vitesse d'écoulement du gaz dans les conduites	x	x
		8	Débit maximal sur une heure aux postes de livraison	x	x
		9	Pression minimale du réseau	x	x
		10	Température minimale de l'hiver précédent	x	x
		11	Pression minimale contractuelle d'alimentation (TCPL & TQM)	x	
		12	Capacité des équipements auxiliaires de livraison	x	
		13	Redondance des équipements critiques de la transmission	x	
		14	Ratio de compression et débit maximal	x	
		15	Débit horaire de pointe observé (coïncident)	x	
		16	Classes d'emplacement	x	
		17	Marge de manœuvre	x	
		18	Débit maximum sur sept heures des clients de 500 m ³ /h et plus		x
		19	Capacité des équipements auxiliaires des postes de détente (régulation)		x
		20	Redondance des équipements critiques de distribution		x
	Analyse des coûts	23	Coût	x	x

4.3 SURVEILLANCE DU RÉSEAU

- 1 D'un point de vue plus quotidien, le Centre de contrôle du réseau (CCR) exerce une
- 2 surveillance continue du réseau et gère physiquement le débit, la pression, l'injection d'odorant
- 3 et le chauffage du gaz lorsque requis, à différents endroits sur le réseau. Pour chaque point de

1 lecture, des alarmes sont définies par l'Ingénierie afin d'informer en avance les situations
 2 potentiellement à risque et de permettre un laps de temps suffisant pour intervenir. Pour les
 3 réseaux de l'Abitibi et du Saguenay, les compresseurs peuvent être démarrés en fonction des
 4 débits et pressions observés à différents endroits sur le réseau. Des vannes de sectionnement,
 5 contrôlées à distance, peuvent également être actionnées en cas d'incident où l'interruption du
 6 flot gazier est requise. Dans le cadre de la gestion de la journée gazière, les opérateurs doivent
 7 respecter les limites contractuelles auprès du transporteur et s'assurer que les quantités
 8 retirées du système de transport sont à l'intérieur d'une marge de manœuvre de 2 %. Pour ce
 9 faire, les opérateurs peuvent augmenter ou diminuer légèrement la pression dans les réseaux
 10 de transmission à l'intérieur des seuils minimaux et maximaux identifiés par l'Ingénierie. Les
 11 critères pour déterminer les niveaux d'alarmes sont :

OPÉRATION					
Catégorie	Sous-catégorie	N°	Critères	Transmission	Distribution
Surveillance du réseau	Validation de la capacité du réseau	6	Spécifications techniques	x	x
		7	Vitesse d'écoulement du gaz dans les conduites	x	x
		9	Pression minimale du réseau	x	x
		11	Pression minimale contractuelle d'alimentation (TCPL & TQM)	x	
		12	Capacité des équipements auxiliaires de livraison	x	
		14	Ratio de compression et débit maximal	x	
		17	Marge de manœuvre	x	
		19	Capacité des équipements auxiliaires des postes de détente (régulation)		x

4.4 INTERRUPTION DES CLIENTS INTERRUPTIBLES

12 Le service de l'Approvisionnement gazier effectue quotidiennement une planification
 13 opérationnelle. Cette planification est fonction de la prévision météorologique ainsi que de la
 14 consommation prévue en fonction des conditions anticipées et de la période visée (jour de la
 15 semaine, jour férié). Cette planification prend également en compte la consommation observée
 16 lors de journées précédentes. Si la consommation prévue excède l'approvisionnement fourni
 17 par les capacités de transport et les retraits des sites de Saint-Flavien et de Pointe-du-Lac, un

1 avis d'interruption sera émis. Les clients visés seront sélectionnés en fonction de leurs sous-
2 tarifs et un suivi du nombre cumulatif de jours d'interruption est effectué pour assurer le respect
3 du nombre maximal de jours prévu ainsi que l'équité entre les clients. En journée de pointe,
4 l'ensemble des clients interruptibles est interrompu. Les clients reçoivent en général un avis
5 d'interruption la journée précédant la journée effective d'interruption. Les clients qui souhaitent
6 maintenir leur consommation peuvent utiliser le service de gaz d'appoint pour contrer une
7 interruption dans la mesure où il est possible au distributeur d'accepter ces livraisons. Les
8 clients qui utilisent le gaz d'appoint concurrence (GAC) reçoivent aussi un avis d'interruption.
9 Lors d'une journée d'interruption, le client GAC doit s'engager à livrer au distributeur, au cours
10 de cette journée, un volume journalier contractuel égal à sa consommation de la même journée.

11 La gestion normale de la clientèle interruptible est donc effectuée sur une base globale et non
12 sur une base géographique. Si des contraintes au niveau du réseau de transmission sont
13 identifiées par le service de l'Ingénierie, les clients interruptibles présents sur le segment
14 concerné sont identifiés et font l'objet d'un suivi distinct en fonction des seuils de température
15 identifiés par le service de l'ingénierie. En fonction des seuils identifiés, le gaz d'appoint pour
16 contrer une interruption pourrait ne pas être disponible pour ces clients et des interruptions pour
17 des contraintes du réseau de transmission pourraient être effectuées.

18 Comme il a été mentionné précédemment, la pression effective dans les conduites de
19 transmission peut être modulée afin de respecter les limites contractuelles auprès du
20 transporteur et de donner un léger coussin pour répondre à la demande lors des journées de
21 pointe. Les pressions maximale et minimale à l'intérieur desquelles la pression peut fluctuer
22 sont calculées par l'Ingénierie en prenant en compte les spécifications des conduites et le
23 temps de réaction pour démarrer les compresseurs, le cas échéant. La pression peut
24 également être réduite en cas de travaux sur le réseau.

5 CONCLUSION SUR LE SUIVI DE LA DÉCISION

- 1 En tant qu'opérateur prudent et diligent, Gaz Métro est à revoir ses façons de faire. Le
- 2 raffinement des analyses a permis d'établir un meilleur diagnostic sur le taux de saturation de
- 3 certaines régions. De plus, une analyse des critères de conception et d'opération sera réalisée
- 4 à l'automne et permettra la révision et, le cas échéant, l'ajout de critères.

5.1 CONCLUSION RECHERCHÉE

- 5 **Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte du suivi.**

6 RÉSEAU DE GAZ MÉTRO

1 Le réseau de Gaz Métro, jusqu'au début des années '80, se limitait à la région de Montréal.
2 C'est à cette époque que les grandes expansions se sont produites grâce, entre autres, au
3 programme fédéral de subventions pour le remplacement des produits pétroliers. Les réseaux
4 de transmission avaient alors de grandes capacités excédentaires. Par la suite, dans les
5 années '80, plusieurs extensions du réseau de distribution ont permis de raccorder de nouvelles
6 municipalités. Au début des années '90, la rentabilité des extensions est devenue plus difficile à
7 atteindre et ce fut l'époque des programmes de subventions du gouvernement avec le
8 *Programme de subvention des infrastructures*. Gaz Métro a soumis plusieurs demandes et le
9 réseau de distribution s'est prolongé dans les régions de Tremblant, Val-d'Or, Amos, la Beauce,
10 Saint-Félicien et d'autres projets dans les couronnes nord et sud de Montréal.

11 À une certaine époque, les réseaux de transmission disposaient de capacité suffisante
12 puisqu'ils avaient été conçus et construits en tenant compte d'une vision à long terme devant
13 permettre le développement futur et ce, conformément à l'obligation de service d'utilité publique
14 de Gaz Métro de servir le plus grand nombre possible de clients de toute catégorie partout sur
15 le territoire du Québec où elle exerce ses activités. Au fil du temps, l'évolution de la demande a
16 effrité la capacité excédentaire des réseaux de transmission. Gaz Métro est donc appelée à
17 trouver des solutions pour tenir compte de cette réalité.

6.1 TAUX DE SATURATION DU RÉSEAU DE L'HIVER 2012-2013

18 Gaz Métro présente immédiatement l'état du réseau de transmission au terme de l'hiver 2012-
19 2013, plutôt que dans le prochain rapport annuel, tel que demandé par la Régie dans sa
20 décision D-2012-158.

21 Faisant suite au rapport présenté à la Régie qui dressait l'état du réseau de transmission pour
22 l'hiver 2011-2012, ces données reprennent les grandes lignes de la méthodologie et précisent
23 les valeurs observées au terme de l'hiver 2012-2013. Tel que mentionné précédemment, le
24 raffinement des analyses a permis d'établir un meilleur diagnostic sur le taux de saturation de
25 certaines régions. Ainsi, la région de l'Estrie est désormais séparée en deux tronçons
26 (Sabrevois/Courval et Waterloo/Windsor) alors que la région de Bécancour est présentée avec
27 et sans TCE puisque les dispositions contractuelles de ce dernier lui permettent de consommer
28 une quantité significativement supérieure de gaz naturel.

Taux de saturation 2012-2013 du réseau par région

	Abitibi	Estrie Total	Estrie Sabrevois /Courval	Estrie Waterloo /Windsor	Saguenay
Débit horaire à la pointe (m ³ /h)	26 422	138 311	75 770	62 541	124 435
Débit horaire maximal (m ³ /h) ¹⁰	37 500 ¹¹	122 982 ¹²	79 332 ¹²	43 650 ¹²	115 000 ¹³
Taux de saturation (%)	70,5	112,5	95,5	143,3	108,2

	Bécancour	Bécancour avec TCE	Montréal	Montréal	St-Nicolas /St-Flavien
Débit horaire à la pointe (m ³ /h)	25 080	141 406	192 507	98 945	3 019
Débit horaire maximal (m ³ /h)	214 285 ¹⁴	214 285 ¹⁴	230 000 ¹⁵	262 650 ¹⁶	29 724
Taux de saturation (%)	11,7	66,0	83,7	37,7	10,2

¹⁰ Outre le raffinement des analyses, l'emplacement des charges sur le réseau influence la capacité maximale du débit horaire maximal.

¹¹ Cette capacité inclut une marge de sécurité en cas de défaillance d'un des compresseurs.

¹² Gaz Métro disposait d'une entente avec TCPL de 5 200 kPa pour le poste de livraison de Sabrevois et d'un débit minimal de 30 000 m³/h au poste de Waterloo. Avec cette entente, le débit horaire maximal pour Estrie Total passe de 122 982 m³/h à 154 070 m³/h alors que le taux de saturation passe de 112,5 % à 89,8 %. Pour le tronçon Sabrevois/Courval, le débit horaire maximal passe de 79 332 m³/h à 104 814 m³/h alors que le taux de saturation passe de 95,5 % à 72,3 %. Pour le tronçon Waterloo/Windsor, le débit horaire maximal passe de 43 650 m³/h à 49 256 m³/h alors que le taux de saturation passe de 143,3 % à 127 %.

¹³ Cette capacité inclut une marge de sécurité en cas de défaillance d'un des compresseurs. Gaz Métro disposait d'une entente avec TCPL de 4 650 kPa pour le poste de livraison de Saint-Maurice. Avec cette entente, le débit horaire maximal passe de 115 000 m³/h à 128 150 m³/h alors que le taux de saturation passe de 108,2 % à 97,2 %.

¹⁴ Le débit horaire maximal a augmenté, par rapport au débit horaire maximal présenté dans le Rapport annuel 2012 puisque la pression minimale du réseau a été modifiée pour prendre en compte le client TCE.

¹⁵ Le débit horaire maximal a augmenté, par rapport au débit horaire maximal présenté dans le Rapport annuel 2012, puisque la méthode de simulation s'est raffinée et prend maintenant compte de l'ensemble des branches du réseau plutôt que la branche principale uniquement.

¹⁶ Le débit horaire maximal a diminué, par rapport au débit horaire maximal présenté dans le Rapport annuel 2012, en considérant la vitesse d'écoulement du gaz dans les conduites.

Taux de saturation 2012-2013 du réseau par région excluant les clients interruptibles

	Abitibi	Estrie Total	Estrie Sabrevois /Courval	Estrie Waterloo /Windsor	Saguenay
Débit horaire à la pointe (m ³ /h)	26 422	117 001	68 937	48 064	113 352
Débit horaire maximal (m ³ /h)	37 500 ¹⁷	122 982 ¹⁸	79 332 ¹⁸	43 650 ¹⁸	115 000 ¹⁹
Taux de saturation (%)	70,5	95,1	86,9	110,1²⁰	98,6

	Bécancour	Bécancour avec TCE	Montréal	Montréal	St-Nicolas /St-Flavien
Débit horaire à la pointe (m ³ /h)	25 080	141 406	188 556	59 032	3 019
Débit horaire maximal (m ³ /h)	214 285	214 285	230 000	262 650	29 724
Taux de saturation (%)	11,7	66,0	82,0	22,5	10,2

- 1 La capacité du réseau est basée sur la pression contractuelle de 4 000 kPa à l'entrée des
- 2 postes de livraison et non sur la pression observée au moment de la pointe. Ceci explique qu'un
- 3 taux de saturation supérieur à 100 % est obtenu sur le tronçon Waterloo/Windsor en Estrie.
- 4 Le débit horaire à la pointe correspond au débit réel observé pour chaque région et le moment
- 5 de cette pointe est différent d'un réseau à un autre.

¹⁷ Cette capacité inclut une marge de sécurité en cas de défaillance d'un des compresseurs.

¹⁸ Gaz Métro disposait d'une entente avec TCPL de 5200 kPa pour le poste de livraison de Sabrevois et d'un débit minimal de 30 000 m³/h au poste de Waterloo. Avec cette entente, le débit horaire maximal pour Estrie Total passe de 122 982 m³/h à 154 070 m³/h alors que le taux de saturation passe de 95,1 % à 75,9 %. Pour le tronçon de Sabrevois/Courval, le débit horaire maximal passe de 79 332 m³/h à 104 814 m³/h alors que le taux de saturation passe de 86,9 % à 65,8 %. Pour le tronçon Waterloo/Windsor, le débit horaire maximal passe de 43 650 m³/h à 49 256 m³/h alors que le taux de saturation passe de 110,1 % à 97,6 %.

¹⁹ Cette capacité inclut une marge de sécurité en cas de défaillance d'un des compresseurs. De plus, Gaz Métro disposait d'un « Best Effort » de 4 650 kPa pour le poste de livraison de Saint-Maurice. Avec le « Best Effort », le débit horaire maximal passe de 115 000 m³/h à 128 150 m³/h alors que le taux de saturation passe de 98,6 % à 88,5 %.

²⁰ Le taux de saturation passe de 110,1 % à 97,6 %, tel qu'expliqué à la note 18.

1 Les réseaux de l'Abitibi et du Saguenay requièrent l'utilisation de compresseurs afin de
2 respecter la capacité énoncée dans les tableaux qui précèdent. La capacité réelle est moindre
3 lorsqu'on considère une marge de manœuvre nécessaire au passage d'un compresseur à un
4 autre en cas de défaillance. Pour la marge opérationnelle des compresseurs qui alimentent le
5 réseau de l'Abitibi, Gaz Métro a tenu compte du temps requis pour se déplacer du bureau
6 d'affaires jusqu'au poste de compression afin d'exécuter un démarrage manuel. Le temps
7 évalué pour faire ces activités en urgence a été évalué à deux heures. Pour la marge
8 opérationnelle des compresseurs qui alimentent le réseau du Saguenay, Gaz Métro a tenu
9 compte du temps requis pour démarrer le deuxième compresseur à partir du CCR. Le temps
10 évalué pour faire ces activités en urgence a été évalué à 30 minutes.

11 La méthode utilisée pour analyser le niveau de saturation des réseaux est dynamique et peut
12 évoluer d'une année à une autre, notamment au niveau du débit horaire maximal. Ceci s'illustre
13 par le fait qu'une consommation près d'un poste de livraison affecte beaucoup moins la
14 capacité totale du tronçon qu'un client situé en bout de ligne. Ainsi, d'une année à une autre, le
15 changement de consommation aux extrémités d'un réseau peut ajouter ou enlever de la
16 capacité même si le débit total reste le même.

6.2 ENJEUX POUR L'HIVER 2013-2014

17 En se référant au tableau *Taux de saturation 2012-2013 du réseau par région excluant les*
18 *clients interruptibles*, on constate un manque de capacité sur le tronçon Waterloo/Windsor en
19 Estrie. De plus, on constate que la capacité s'approche de la limite sur le tronçon
20 Sabrevois/Courval en Estrie ainsi qu'au Saguenay. Évidemment, les taux de saturation ont été
21 obtenus en utilisant la pression minimale contractuelle d'alimentation de 4 000 kPa à l'entrée
22 des postes de livraison. Le manque de capacité sur le tronçon Waterloo/Windsor en Estrie et
23 l'approche de la limite de la capacité sur le tronçon Sabrevois/Courval en Estrie ainsi qu'au
24 Saguenay feraient en sorte :

- 25 • qu'il pourrait être impossible de sécuriser complètement l'approvisionnement des clients
26 actuels aux tarifs en continu;
- 27 • que certains clients ne pourraient obtenir du gaz d'appoint pour contrer une interruption
28 (GAI);

- 1 • que certains clients interruptibles pourraient être interrompus au-delà du nombre de
2 jours d'interruption prévu aux *Conditions de service et Tarif*; et
- 3 • qu'il serait impossible de répondre à toutes les demandes d'ajout de nouveaux clients,
4 d'ajout de volume des clients existants sur le réseau ou de GAC.

6.3 MESURES PRÉVUES POUR L'HIVER 2013-2014

5 Compte tenu du niveau de saturation des régions du Saguenay et de l'Estrie, des mesures
6 seront prises afin d'assurer l'approvisionnement des clients au cours de l'hiver 2013-2014. Bien
7 que les coûts d'implantation des mesures soient inférieurs à 1,5 M\$, Gaz Métro désire informer
8 la Régie des mesures qui seront prises pour l'hiver 2013-2014.

6.3.1 Solutions opérationnelles et physiques

9 Pour sécuriser les clients au service continu des régions du Saguenay et de l'Estrie,
10 Gaz Métro a évalué différentes solutions physiques ou techniques qui sortent des pratiques
11 habituellement utilisées. Les solutions retenues concernent les postes de livraison.

12 Premièrement, les postes de livraison de Windsor et de Sherbrooke en Estrie seront opérés
13 pour diminuer la pression de sortie des régulateurs, ce qui permettra d'opérer ce réseau de
14 transmission sous la pression minimale habituelle et augmentera par le fait même la
15 capacité maximum du réseau de transmission de l'Estrie.

16 Deuxièmement, des simulations visant la validation de la capacité des réseaux de l'Estrie et
17 du Saguenay ont été réalisées afin d'obtenir la pression d'entrée à chacun des postes de
18 livraison. Ces simulations ont permis de vérifier si les équipements des postes de livraison
19 présentement installés rencontrent les besoins pour l'hiver 2013-2014. Les simulations ont
20 été réalisées en utilisant la consommation de tous les clients actuels en continu prévus à
21 l'hiver prochain et la pression minimale contractuelle d'alimentation de TCPL/TQM.

22 Troisièmement, des modifications physiques seront apportées sur certains équipements de
23 régulation en Estrie et au Saguenay afin d'augmenter leur capacité à rencontrer les besoins
24 de l'hiver 2013-2014. Les tableaux suivants présentent les taux de saturation anticipés pour
25 2013-2014 pour l'Estrie et le Saguenay à la suite de l'implantation des solutions
26 opérationnelles et physiques.

**Taux de saturation anticipé²¹ pour 2013-2014 du réseau par région
à la suite de l'implantation des solutions opérationnelles et physiques**

	Estrie Total	Estrie Sabrevois /Courval	Estrie Waterloo /Windsor	Saguenay
Débit horaire à la pointe (m ³ /h)	144 866	82 504	62 362	126 677
Débit horaire maximal (m ³ /h)	141 500	89 200 ²²	52 300 ²³	118 434 ²⁴
Taux de saturation (%)	102,4	92,5	119,2	107,0

**Taux de saturation anticipé²⁵ pour 2013-2014 du réseau par région
à la suite de l'implantation des solutions opérationnelles et physiques
excluant les clients interruptibles**

	Estrie Total	Estrie Sabrevois /Courval	Estrie Waterloo /Windsor	Saguenay
Débit horaire à la pointe (m ³ /h)	123 556	75 671	47 885	115 594
Débit horaire maximal (m ³ /h)	141 500	89 200 ²⁶	52 300 ²⁷	118 434 ²⁸
Taux de saturation (%)	87,3	84,8	91,6	97,6

- 1 Ces modifications opérationnelles et physiques permettent de sécuriser l'approvisionnement
- 2 des clients actuels en continu pour l'hiver 2013-2014 et ce, même si TCPL/TQM rencontre

²¹ En fonction des ventes signées au 24 septembre 2013.

²² Cette capacité est basée sur une pression d'alimentation de 4 000 kPa à l'entrée du poste de Sabrevois et de l'opération temporaire des postes de livraison de St-Hyacinthe et de Granby à des pressions d'entrée plus faibles que la valeur de conception.

²³ Cette capacité est basée sur une pression d'alimentation de 4 000 kPa à l'entrée du poste de Waterloo et de l'opération temporaire des réseaux d'alimentation de Sherbrooke et de Windsor à une pression plus faible que la valeur de conception.

²⁴ Cette capacité inclut une marge de sécurité en cas de défaillance d'un des compresseurs.

²⁵ En fonction des ventes signées au 24 septembre 2013.

²⁶ Cette capacité est basée sur une pression d'alimentation de 4 000 kPa à l'entrée du poste de Sabrevois et de l'opération temporaire des postes de livraison de St-Hyacinthe et de Granby à des pressions d'entrée plus faibles que la valeur de conception.

²⁷ Cette capacité est basée sur une pression d'alimentation de 4 000 kPa à l'entrée du poste de Waterloo et de l'opération temporaire des réseaux d'alimentation de Sherbrooke et de Windsor à une pression plus faible que la valeur de conception.

²⁸ Cette capacité inclut une marge de sécurité en cas de défaillance d'un des compresseurs.

1 seulement la pression minimale contractuelle d'alimentation à 4 000 kPa. Par ailleurs, des
2 enjeux pour l'hiver 2013-2014 demeurent pour ces deux régions :

- 3 • Certains clients ne pourraient obtenir du GAI.
- 4 • Certains clients interruptibles pourraient être interrompus au-delà du nombre de jours
5 d'interruption prévu aux *Conditions de service et Tarif*.
- Il serait impossible de répondre à toutes les demandes d'ajout de nouveaux clients,
d'ajout de volume des clients existants sur le réseau ou de GAC.

6.3.2 « Best Effort » de TCPL

6 Gaz Métro a demandé à TCPL s'il était possible, durant la période hivernale, de toujours
7 maintenir la pression au-dessus de 4 550 kPa pour le poste de livraison de Waterloo (Estrie)
8 et de 4 650 kPa pour le poste de livraison de Saint-Maurice (Saguenay) afin de sécuriser
9 nos clients au tarif en continu. TCPL a accepté de faire un « Best Effort » pour respecter
10 notre demande.

11 Compte tenu que TCPL a accepté de faire un « Best Effort » pour respecter notre demande,
12 le critère n° 11 – *Pression minimale contractuelle d'alimentation (TCPL & TQM)*²⁹ sera
13 temporairement remplacé par *Pression d'alimentation au « Best Effort » (TCPL & TQM)*
14 dans les activités d'opération décrites à la section 4 pour l'hiver 2013-2014. L'utilisation de
15 la *Pression d'alimentation au « Best Effort » (TCPL & TQM)* impacte le niveau de saturation
16 des régions du Saguenay et de l'Estrie.

²⁹ Se référer au critère n° 11 – *Pression minimale contractuelle d'alimentation (TCPL & TQM)* à la page 14 pour plus de détails.

**Taux de saturation anticipé³⁰ pour 2013-2014
du réseau par région utilisant le « Best effort »**

	Estrie Total	Estrie Sabrevois /Courval	Estrie Waterloo /Windsor	Saguenay
Débit horaire à la pointe (m ³ /h)	144 866	82 504	62 362	126 677
Débit horaire maximal (m ³ /h)	150 400	89 900 ³¹	60 500 ³²	129 330 ³³
Taux de saturation (%)	96,3	91,8	103,1	97,9

**Taux de saturation anticipé³⁴ pour 2013-2014 du réseau par région
excluant les clients interruptibles en utilisant le « Best effort »**

	Estrie Total	Estrie Sabrevois /Courval	Estrie Waterloo /Windsor	Saguenay
Débit horaire à la pointe (m ³ /h)	123 556	75 671	47 885	115 594
Débit horaire maximal (m ³ /h)	150 400	89 900 ³⁵	60 500 ³⁶	129 330 ³⁷
Taux de saturation (%)	82,2	84,2	81,2	89,4

- 1 Gaz Métro est consciente que l'utilisation de la *Pression d'alimentation au « Best Effort »*
 2 (*TCPL & TQM*) dans ses activités d'opération ne permet pas de résoudre les enjeux de son
 3 réseau à long terme. Évidemment, cette mesure temporaire permet :

³⁰ En fonction des ventes signées au 24 septembre 2013.

³¹ Cette capacité est basée sur une pression d'alimentation de 4 000 kPa à l'entrée du poste de Sabrevois et de l'opération temporaire des postes de livraison de St-Hyacinthe et de Granby à des pressions d'entrée plus faibles que la valeur de conception.

³² Cette capacité est basée sur une pression d'alimentation de 4 550 kPa à l'entrée du poste de Waterloo et de l'opération temporaire des réseaux d'alimentation de Sherbrooke et de Windsor à une pression plus faible que la valeur de conception.

³³ Cette capacité est basée sur une pression d'alimentation de 4 650 kPa à l'entrée du poste de compression de Saint-Maurice. Cette capacité inclut une marge de sécurité en cas de défaillance d'un des compresseurs.

³⁴ En fonction des ventes signées au 24 septembre 2013.

³⁵ Cette capacité est basée sur une pression d'alimentation de 4 000 kPa à l'entrée du poste de Sabrevois et de l'opération temporaire des postes de livraison de St-Hyacinthe et de Granby à des pressions d'entrée plus faibles que la valeur de conception.

³⁶ Cette capacité est basée sur une pression d'alimentation de 4 550 kPa à l'entrée du poste de Waterloo et de l'opération temporaire des réseaux d'alimentation de Sherbrooke et de Windsor à une pression plus faible que la valeur de conception.

³⁷ Cette capacité est basée sur une pression d'alimentation de 4 650 kPa à l'entrée du poste de compression de Saint-Maurice. Cette capacité inclut une marge de sécurité en cas de défaillance d'un des compresseurs.

- qu'il sera possible de répondre à certaines demandes non prévues dans les tableaux précédents d'ajout de nouveaux clients, d'ajout de volume des clients existants sur le réseau ou de GAC;
- qu'il sera possible de répondre à certaines demandes de GAI.

1 Cependant, il demeure possible que certains clients interruptibles puissent être interrompus
2 au-delà du nombre de jours d'interruption prévu aux *Conditions de service et Tarif et ce*, en
3 raison de la baisse importante du nombre de jours d'interruption en 2014 par rapport à
4 2013. La section suivante traite de cet élément.

6.3.3 Nombre maximum de jours d'interruption

5 Tel que présenté dans le suivi de la décision D-2010-144³⁸, précisant la méthodologie
6 d'établissement du nombre maximum de jours d'interruption, ceux-ci sont fixés en fonction
7 des outils d'approvisionnement en amont du territoire de Gaz Métro, et non pas en fonction
8 des capacités de son réseau dans le territoire.

9 En suivi de la décision D-2013-106, Gaz Métro dépose les données relatives au nombre
10 prévu de jours d'interruption sous un hiver normal, un hiver extrême ainsi que le nombre
11 maximum de jours d'interruption qui serait applicable pour l'année 2013-2014.

Nombre de jours d'interruption - Année 2013-2014			
Palier D ₅	Nombre prévu hiver normal	Nombre prévu hiver extrême	Nombre maximum
Volet A			
505	8	43	48
506	10	50	52
507	13	59	62
508	15	59	62
509	28	66	76
Volet B			
535	4	20	20
536	4	20	20
537	9	30	30
538	9	30	30
539	9	30	30
GAC	28	66	76

³⁸ Cause tarifaire 2012, R3752-2011, Gaz Métro-12, Document 1.

1 Les nombres prévus de jours d'interruption en hiver normal et hiver extrême sont présentés
2 à titre informatif et sont établis en fonction du plan d'approvisionnement déposé à la phase 2
3 de la présente Cause tarifaire (réf : B-0054, Gaz Métro-2, Document 1).

4 Gaz Métro constate que le nombre maximum de jours d'interruption est en baisse de façon
5 importante en raison de l'augmentation des capacités de transport contractées par
6 Gaz Métro par rapport à l'année 2012-2013. Les nombres de jours d'interruption pour
7 l'année 2012-2013 sont présentés au tableau suivant.

Nombre de jours d'interruption - Année 2012-2013			
Sous-tarif	Nombre prévu Hiver normal	Nombre prévu Hiver extrême	Nombre Maximum
Volet A			
505	11	54	54
506	19	59	67
507	29	63	77
508	30	64	78
509	38	67	84
Volet B			
535	11	20	20
536	11	20	20
537	12	30	30
538	12	30	30
539	12	30	30

8 Cette baisse réduit donc la marge de manœuvre opérationnelle dont bénéficie Gaz Métro
9 pour gérer son réseau. Ainsi, une fois le nombre maximum de jours d'interruption atteint,
10 Gaz Métro ne peut interrompre davantage un client interruptible, indépendamment des
11 besoins opérationnels liés à la capacité de son réseau, puisque ce dernier est alors
12 considéré comme un client continu. Cette situation devient critique puisque le réseau de
13 transmission de Gaz Métro n'a pas été conçu pour répondre à la demande spécifique des
14 clients interruptibles. Ainsi, la détermination du nombre maximum de jours d'interruption ne
15 devrait pas tenir compte uniquement des capacités de transport en amont du territoire, mais
16 également des besoins opérationnels du réseau de Gaz Métro.

17 Compte tenu des niveaux de saturation élevés constatés dans certaines régions, Gaz Métro
18 a analysé l'option de maintenir temporairement le nombre maximum de jours d'interruption
19 prévu aux *Conditions de service et Tarif* en vigueur au 1^{er} août 2013. Cette approche aurait
20 pour effet de reconnaître pour l'ensemble des clients interruptibles du volet A un nombre de

1 jours d'interruption maximum supérieur à ceux obtenus dans le cadre du plan
2 d'approvisionnement gazier. Les paramètres A, H et P entrant dans le calcul du prix
3 d'équilibrage seraient alors modifiés pour les clients D₅ en tenant compte de ces jours
4 d'interruption plus élevés. Les effets sur les revenus d'équilibrage sont présentés dans le
5 tableau suivant. Les résultats de la première ligne correspondent aux revenus d'équilibrage
6 générés pour chacun des tarifs lorsque le nombre de jours maximum d'interruption est établi
7 en fonction du plan d'approvisionnement 2013-2014, tels que présentés à la pièce
8 Gaz Métro-15, Document 8, colonne 20. Les résultats de la deuxième ligne correspondent
9 aux revenus d'équilibrage générés lorsque le nombre de jours maximum d'interruption
10 présentement en vigueur est maintenu.

REVENUS ÉQUILIBRAGE					
	D₁	D₃	D₄	D₅	D₅
	(000\$)	(000\$)	(000\$)	Volet A	Volet B
	(000\$)	(000\$)	(000\$)	(000\$)	(000\$)
Nb jours inter. 2014 <i>(plan d'appro)</i>	125 151	1 437	8 167	611	2 852
Nb jours inter. 2013	127 984	1 476	8 361	(2 511)	2 947
Écart (000\$)	2 833	39	194	(3 122)	95
Écart (%)	2,3%	2,7%	2,4%	-510,9%	3,3%

11 Ainsi, le maintien des paramètres actuels aurait pour effet d'augmenter à la fois de façon
12 importante le crédit accordé aux clients interruptibles (volet A) et les montants payés par les
13 autres clients. Dans la mesure où cette solution vise à répondre à une problématique ciblée
14 sur certains tronçons de réseau et que le nombre de jours d'interruption supplémentaire ne
15 serait utilisé, le cas échéant, que dans le cas de quelques clients, Gaz Métro estime que
16 cette approche ne devrait pas être retenue.

17 Gaz Métro propose alors de conserver l'approche habituelle, soit d'utiliser un nombre de
18 jours maximum en lien avec le plan d'approvisionnement gazier 2013-2014 pour le calcul
19 des prix d'équilibrage. Toutefois, le nombre maximum de jours d'interruption pour tenir
20 compte des « enjeux opérationnels » serait établi au niveau du nombre de jours maximum
21 de la Cause 2013 et serait également ajouté aux *Conditions de service et Tarif*. Ce nombre
22 se substituerait au nombre maximum précédent, le cas échéant. Le nombre de jours
23 d'interruption supplémentaire ainsi généré pourrait être utilisé si nécessaire.

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption (Article 16.4.6, alinéa 1)				Nombre maximum de jours (incluant enjeux opérationnels)
Palier D ₅	Compris entre m ³ /jour	Et m ³ /jour	Actuels D-2013-115		Proposés		Proposés
			Volet A	Volet B	Volet A	Volet B	Volet A
5.5	3 000	10 000	54	20	48	20	54
5.6	10 000	30 000	67	20	52	20	67
5.7	30 000	100 000	77	30	62	30	77
5.8	100 000	300 000	78	30	62	30	78
5.9	300 000	et plus	84	30	76	30	84

1 Dans le cas où, pour un client, le nombre de jours d'interruption réel dépasserait le nombre
 2 de jours maximum prévu au plan d'approvisionnement, le nombre de jours réels
 3 d'interruption serait utilisé lors de l'évaluation des paramètres A, H et P entrant dans le
 4 calcul de son prix d'équilibrage. Le nouveau prix d'équilibrage du client serait déterminé
 5 lorsque les besoins réels d'interruption seraient constatés et appliqué au client de façon
 6 rétroactive. Il est à noter que le volet B du tarif interruptible ne serait pas touché par cette
 7 mesure.

8 Gaz Métro reconnaît le caractère imparfait de cette solution, mais estime qu'elle est plus
 9 équitable, permettant de ne pas alourdir davantage le coût assumé par les autres clients.

10 Une analyse plus détaillée de la problématique accompagnée d'une proposition sera
 11 déposée dans les prochains mois en lien avec le dossier traitant des solutions à long terme
 12 afin de résoudre les enjeux de capacité de son réseau.

13 Cette mesure temporaire permet :

- 14 • de reconnaître dans le calcul des prix d'équilibrage le nombre de jours d'interruption
 15 maximum en lien avec le plan d'approvisionnement gazier;
- 16 • de ne pas réduire davantage la marge de manœuvre opérationnelle dont bénéficie
 17 Gaz Métro pour gérer son réseau;

- 1 • aux clients interruptibles de ne pas être interrompus au-delà du nombre de jours
2 d'interruption prévu aux *Conditions de service et Tarif*.

3 La pièce Gaz Métro-16, Document 1, section 2, présentent les modifications apportées aux
4 *Conditions de service et Tarif* afin de tenir compte des changements proposés. Gaz Métro
5 demande que ces changements soient en vigueur dès la réception d'une décision favorable
6 de la Régie.

6.3.4 Instrumentation de clients majeurs

7 Gaz Métro instrumentera quatre clients majeurs en combinaison tarifaire au Saguenay ainsi
8 que huit clients majeurs en Estrie. L'instrumentation permettra au CCR de lire en temps réel
9 le débit des clients afin de s'assurer qu'ils respectent leur débit demandé (débit horaire
10 maximal au tarif continu) inscrit au contrat lorsqu'ils sont interrompus.

6.3.5 Suivi de la décision D-2013-135

11 Dans sa décision portant sur le Rapport annuel 2012³⁹, la Régie a demandé à Gaz Métro de
12 lui soumettre son processus d'attribution du GAI et du GAC et de déposer une méthodologie
13 pour s'assurer de ne pas rendre ses services disponibles lorsque le niveau de saturation
14 d'une région ne le permet pas.

15 « [178] La Régie prend acte de l'intention de Gaz Métro de revoir ses processus
16 d'attribution du GAI et du GAC et de déposer une méthodologie pour s'assurer de ne
17 pas rendre ses services disponibles lorsque le niveau de saturation d'une région ne
18 le permet pas. **La Régie juge que l'établissement de cette méthodologie est**
19 **prioritaire et ordonne, en conséquence, au distributeur de la déposer dans le**
20 **cadre de la phase 2 du dossier tarifaire 2014, pour prendre effet à l'hiver**
21 **2013-2014. »**

22 Gaz Métro peut accorder du GAI jusqu'au respect du taux de saturation maximal. Par
23 ailleurs, Gaz Métro accorde du GAC et accepte les demandes d'ajout de nouveaux clients
24 ou d'ajout de volume des clients existants selon deux conditions. La première condition est
25 le respect du nombre de jours d'interruption prévu aux *Conditions de service et Tarif* et la
26 deuxième condition est le respect du taux de saturation maximal.

³⁹ Décision D-2013-135

1 En lien avec le taux de saturation maximal pour accorder le GAI, le GAC et les nouvelles
2 ventes, Gaz Métro fixe, pour le moment, le taux de saturation maximal à la capacité du
3 réseau. Tel que mentionné précédemment, une analyse des critères de conception et
4 d'opération sera réalisée à l'automne et permettra la révision de critères et du taux de
5 saturation maximal. Ainsi, pour l'hiver 2013-2014, Gaz Métro accordera le GAI, le GAC et
6 les nouvelles ventes si la capacité du réseau le permet.

7 Il est important de comprendre que Gaz Métro peut interrompre un client pour des raisons
8 de transport, mais aussi pour des raisons de transmission. Lorsqu'il y a des interruptions
9 pour des raisons de transmission, c'est pour s'assurer de ne pas dépasser le taux de
10 saturation maximum. Évidemment, il n'est pas possible d'accorder du GAI dans ce cas. Par
11 ailleurs, lorsqu'il y a des interruptions pour des raisons de transport, il est possible
12 d'accorder du GAI à certains clients et ce, jusqu'au taux de saturation maximal. Le tableau
13 suivant présente un exemple fictif.

	Interruption	
	Transport	Réseau de transmission
Taux de saturation avant interruption	110 %	110 %
(-) Interruption	30 %	10 %
(=) Taux de saturation après interruption	80 %	100 %
(+) GAI disponible	20 %	0 %
(=) Taux de saturation après interruption et GAI	100 %	100 %

14 Ainsi, lorsque Gaz Métro reçoit une demande de GAI, de GAC, d'ajout de nouveaux clients
15 ou d'ajout de volume des clients existants, elle vérifie si la demande provient d'une région
16 où le taux de saturation pourrait s'approcher du maximum après interruption. Si c'est le cas,
17 une validation de la capacité du réseau est effectuée. La demande de GAI est acceptée si
18 elle respecte le taux de saturation maximal. Par ailleurs, le GAC, l'ajout de nouveaux clients
19 ou l'ajout de volume des clients existants sont accordés seulement si la capacité demandée

1 respecte le taux de saturation maximal et le nombre de jours d'interruption prévu aux
2 *Conditions de service et Tarif*.

3 En règle générale, Gaz Métro accorde du GAI ou du GAC en fonction de la pression
4 minimale contractuelle d'alimentation (TCPL & TQM). Étant donné la section sur le « Best
5 Effort » où Gaz Métro remplace n° 11 – *Pression minimale contractuelle d'alimentation*
6 *(TCPL & TQM)*⁴⁰ temporairement par *Pression d'alimentation au « Best Effort » (TCPL &*
7 *TQM)* dans les activités d'opération décrites à la section 4 pour l'hiver 2013-2014, c'est le
8 critère *Pression d'alimentation au « Best Effort » (TCPL & TQM)* qui est temporairement
9 utilisé pour déterminer si le réseau respecte le taux de saturation maximal.

10 En fonction des taux de saturation anticipés⁴¹, excluant les clients interruptibles, pour
11 2013-2014, Gaz Métro accordera du GAI, du GAC ou répondra à certaines demandes
12 d'ajout de nouveaux clients ou d'ajout de volume des clients existants en Estrie et au
13 Saguenay au cours de l'hiver 2013-2014 si la capacité du réseau le permet.

⁴⁰ Se référer au critère n° 11 – *Pression minimale contractuelle d'alimentation (TCPL & TQM)* à la page 14 pour plus de détails.

⁴¹ Taux de saturation anticipé pour 2013-2014, excluant les clients interruptibles, du réseau par région utilisant le « Best Effort ».

7 PROCHAINE ÉTAPE

1 Les mesures prévues pour 2013-2014 ne sont évidemment pas des solutions à long terme.
2 Gaz Métro évaluera les différentes options afin de résoudre les enjeux de capacité de son
3 réseau. La solution pourrait passer par des investissements en renforcement de réseau.
4 Gaz Métro informe donc la Régie qu'elle déposera dans les prochains mois un dossier traitant
5 des enjeux de capacité de son réseau.

7.1 CONCLUSIONS RECHERCHÉES

6 **Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte des suivis.**

7 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver le nouveau nombre maximum de jours**
8 **d'interruption, la considération d'un nombre maximum de jours d'interruption pour des**
9 **raisons opérationnelles pour le volet A ainsi que la reconnaissance des journées réelles**
10 **excédentaires d'interruption dans le calcul du prix d'équilibrage, le cas échéant.**

11 **Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte qu'un dossier traitant des enjeux de son**
12 **réseau sera déposé dans les prochains mois.**