

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-3867-2013
PHASE 3 sujet A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER GÉNÉRIQUE PORTANT SUR
L'ALLOCATION DES COÛTS ET LA
STRUCTURE TARIFAIRE DE GAZ MÉTRO

GAZ MÉTRO

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

-et-

L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE
(AQLPA)

Intervenantes

**LA MÉTHODE DE DÉTERMINATION DES COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICE
DE LONG TERME DE GAZ MÉTRO**

RAPPORT

Jacques Fontaine, Consultant

Préparé pour:

Stratégies Énergétiques (S.É.)

Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 17 mars 2017

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

RECOMMANDATION NO. 2-1 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie à ne pas suivre l'approche du consultant Edwin Overcast de Gaz Métro fondée sur les coûts marginaux à court terme, mais à plutôt maintenir son recours aux coûts marginaux de long terme aux fins d'aider à ses prises de décision quant à la rentabilité des ajouts en croissance sur le réseau de Gaz Métro.

RECOMMANDATION NO. 2-2 :

Gaz Métro nous indique que les montants indiqués dans sa proposition initiale résultent d'une démarche systématique de consultation auprès de son personnel. Nous n'avons donc, à ce stade, aucune raison de croire que cette information serait erronée. Bien au contraire, le fait que les montants indiqués par Gaz Métro dans sa proposition initiale proviennent de cette démarche auprès de son propre personnel les valorise et affaiblit encore davantage les réductions de coûts marginaux proposées par son consultant.

Ceci étant dit, nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir que Gaz Métro précise cette proposition initiale de manière à réduire l'écart considérable qui existe entre les coûts marginaux minimaux et maximaux. Ceci requerrait de définir la méthode permettant d'établir un coût marginal plus précis applicable à chaque cas. Des coûts marginaux minimaux et maximaux qui demeureraient à ce point différenciés ne seraient en effet que de peu d'utilité méthodologique pour la Régie aux fins de sa présente cause générique.

RECOMMANDATION NO. 2-3 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'établir, pour le secteur résidentiel, les coûts marginaux de long terme de l'ajout d'un client en se basant sur la proposition initiale de Gaz Métro sous réserve de notre recommandation 2-2 déjà énoncée de façon commune à l'ensemble des secteurs de consommation au chapitre 3 du présent rapport.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de ne pas établir ces coûts sur la base du rapport du consultant Black & Veatch, lequel sous-estime ces coûts marginaux, tel qu'il apparaît plus amplement au chapitre 4 du présent rapport, notamment aux motifs méthodologiques énoncés au chapitre 2 de ce rapport.

RECOMMANDATION NO. 2-4 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'établir, pour le secteur CII, les coûts marginaux de long terme de l'ajout d'un client en se basant sur la proposition initiale de Gaz Métro sous réserve de notre recommandation 2-2 déjà énoncée de façon commune à l'ensemble des secteurs de consommation au chapitre 3 du présent rapport.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de ne pas établir ces coûts sur la base du rapport du consultant Black & Veatch, lequel sous-estime ces coûts marginaux, tel qu'il apparaît plus amplement au chapitre 5 du présent rapport, notamment aux motifs méthodologiques énoncés au chapitre 2 de ce rapport.

RECOMMANDATION NO. 2-5 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'établir, pour le secteur de la grande industrie, les coûts marginaux de long terme de l'ajout d'un client en se basant sur la proposition initiale de Gaz Métro sous réserve de notre recommandation 2-2 déjà énoncée de façon commune à l'ensemble des secteurs de consommation au chapitre 3 du présent rapport.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de ne pas établir ces coûts sur la base du rapport du consultant Black & Veatch, lequel sous-estime ces coûts marginaux, tel qu'il apparaît plus amplement au chapitre 6 du présent rapport, notamment aux motifs méthodologiques énoncés au chapitre 2 de ce rapport.

De plus, nous recommandons d'ajouter au coût marginal des clients de la grande entreprise, un coût de mauvaises créances et des coûts de recouvrement (lignes 9 et 10).

TABLE DES MATIÈRES

1 - LE MANDAT	1
2 - LE PRINCIPE RÉGULATOIRE GÉNÉRALEMENT RECONNU DE RECOURS AUX COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME PLUTÔT QUE DE COURT TERME	2
3 - LES LACUNES DE GAZ MÉTRO COMMUNES AUX COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME DE PRESTATION DE SERVICE DANS TOUS LES SECTEURS.....	12
4 - LES COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME DE PRESTATION DE SERVICE DU SECTEUR RÉSIDENTIEL.....	15
5 - LES COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME DE PRESTATION DE SERVICE DU SECTEUR COMMERCIAL, INSTITUTIONNEL ET INDUSTRIEL (CII)	18
6 - LES COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME DE PRESTATION DE SERVICE DU SECTEUR DE LA GRANDE INDUSTRIE	22
7 - CONCLUSION	26

1

LE MANDAT

Stratégies Énergétiques (S.É.) et l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* ont requis nos services afin de rédiger un rapport relatif à la méthode de détermination des coûts marginaux de prestation de service de long terme de Gaz Métro (ci-après "le distributeur") aux fins du dossier R-3867-2013 Phase 3, sujet A, devant la Régie de l'énergie du Québec.

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à *Stratégies Énergétiques (S.É.)* et à l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* afin que celles-ci puissent le déposer comme faisant partie de leur preuve devant la Régie de l'énergie.

2

LE PRINCIPE RÉGULATOIRE GÉNÉRALEMENT RECONNU DE RECOURS AUX COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME PLUTÔT QUE DE COURT TERME

Le gaz naturel est réglementé au Québec depuis plusieurs décennies selon la méthode du coût de service.

Les principes réglementaires généralement reconnus à cet égard au Québec sont les mêmes que ceux reconnus auprès de nombreuses Régies en Amérique du Nord et même sur tous les continents de nos jours.

Ces principes ont notamment été codifiés par James C. Bonbright.¹

Selon les principes réglementaires généralement reconnus, l'on utilise le coût marginal de l'ajout d'un client afin d'aider à la prise de décision quant à la rentabilité des ajouts à un réseau visant la croissance de la clientèle.

Il existe une interrelation entre le calcul du coût marginal de l'ajout d'un client et l'allocation elle-même des coûts, laquelle s'effectue selon le principe du reflet de la vérité des coûts.

Ce principe est internationalement reconnu tant pour des motifs économiques qu'environnementaux et de développement durable. Ainsi, entre autres, selon la *Commission Brundtland* (*Commission mondiale sur l'environnement et le développement*) en effet :

*Les politiques de fixation des prix de l'énergie jouent un rôle essentiel dans l'amélioration des rendements énergétiques. [...] Une politique visant à **fixer les prix de l'énergie en fonction de sa vraie valeur** avec des provisions pour les gens très pauvres – doit être appliquée dans tous les pays.*²

¹ James C. BONBRIGHT, *Principles of Public Utility Rates*, New York, Columbia University Press, 1961, http://media.terry.uga.edu/documents/exec_ed/bonbright/principles_of_public_utility_rates.pdf

² COMMISSION MONDIALE SUR L'ENVIRONNEMENT ET LE DÉVELOPPEMENT (COMMISSION BRUNDTLAND), *Notre avenir à tous*, Oslo, 1987, Republié notamment au Québec: 2^e éd., Montréal, Éditions du Fleuve et Publications du Québec, 1989, https://fr.wikisource.org/wiki/Notre_avenir_%C3%A0_tous_-_Rapport_Brundtland et https://tools.wmfabs.org/wsexport/tool/book.php?lang=fr&format=pdf-a5&page=Notre_avenir_%C3%A0_tous_-_Rapport_Brundtland et

Qu'est-ce que « le vrai coût » du service ? S'agit-il du coût moyen d'un même service livré auprès d'une catégorie de consommateurs comparables ? Ou s'agit-il du coût marginal (à court ou à long terme) de l'adjonction d'un nouveau client ou d'une nouvelle charge ?

James C. Bonbright soulignait avec justesse qu'il est impossible de fixer des tarifs respectant simultanément le coût moyen et le coût marginal d'un service.

*Among these conflicts of rate-making objectives, one of the most serious is that between the usually accepted principle that the rates of any public utility, in the aggregate, should cover its total cost of service, including fixed charges or a "fair return", and the also widely approved principle that specific rates should be based on the costs of specific amounts and types of service. For reasons stated in Chapter XVI, **these two goals of rate-making policy are incompatible** except under a somewhat rare coincidence in corporate operation and finance. In the absence of such a coincidence, any attempt to attain them both completely would be as hopeless as would be the attempt to draw a square circle.*³

Lui-même favorisait la tarification selon le coût moyen ou, à la rigueur, d'accepter quelques éléments de tarification selon le coût marginal à long terme (lequel tend à correspondre au coût moyen) :

*How has rate-making practice undertaken to face this dilemma ? In the main, except when circumstances have made the gap between the two objectives too wide to jump, it has done so by **a somewhat qualified grant of priority to the first goal** – that of a level of rates adequate for financial self-sufficiency.*⁴

*Where the objective of rate regulation is that of securing the lowest level of rates consistent with the avoidance of a public subsidy – and this is the primary objective of regulated private ownership in America – the major emphasis of the cost criterion is **on total cost rather than on specific cost**. In consequence, the design of the rate structure is based only in part on specific costs or cost differentials. But some modern economists, who lay great stress on the consumer-rationing function of utility rate making, would chose the other horn of*

http://www.wikilivres.ca/wiki/Notre_avenir_%C3%A0_tous_-_Rapport_Brundtland et
http://www.wikilivres.ca/wiki/Rapport_Brundtland/Chapitre_7, page 235. Souligné en caractère gras par nous.

³ **James C. BONBRIGHT**, *Principles of Public Utility Rates*, New York, Columbia University Press, 1961, http://media.terry.uga.edu/documents/exec_ed/bonbright/principles_of_public_utility_rates.pdf, pages 386-387. Souligné en caractères gras par nous.

⁴ **James C. BONBRIGHT**, *Principles of Public Utility Rates*, New York, Columbia University Press, 1961, http://media.terry.uga.edu/documents/exec_ed/bonbright/principles_of_public_utility_rates.pdf, pages 386-387. Souligné en caractères gras par nous.

*the dilemma. That is to say, they would base utility rates on those costs that can be specifically assigned definite types and amounts of service by a process of **differential or incremental cost analysis**.*⁵

Il exprime son aversion envers les économistes « *marginalistes* » qui préconisent une tarification entièrement basée sur les coûts marginaux, surtout si ceux-ci sont à court terme :

*[...] the **marginal costs** of public utility services, as distinct from average total costs, are of such significance for sound rate determination **that some economists have gone so far as to propose their acceptance as measures of rates even when, in consequence, the resulting revenues will fail to cover total costs and must therefore be supplemented by a tax-financed subsidy**.*⁶

En accord avec Bonbright, nous croyons que, selon une approche régulatoire moderne, « *le vrai coût* » d'un service désigne normalement son coût moyen et que le coût marginal de long terme peut être utilisé afin d'assister la prise de décision quant aux ajouts en croissance.

Cette approche est fortement partagée à la fois par la Régie et par les distributeurs qui lui sont assujettis.

Ainsi, c'est une approche similaire qui est retenue par Hydro-Québec Distribution :

*Bien que le niveau des tarifs de base doive être établi à partir des **coûts moyens**, il importe de tenir compte dans la conception des tarifs du signal tiré de la structure des coûts marginaux. Par exemple, la pondération entre les coûts d'énergie et de puissance dans les **coûts marginaux de long terme** peut servir d'indicateur sur la façon de faire évoluer la structure des tarifs comportant des composantes de puissance et d'énergie.*⁷

⁵ James C. BONBRIGHT, *Principles of Public Utility Rates*, New York, Columbia University Press, 1961, http://media.terry.uga.edu/documents/exec_ed/bonbright/principles_of_public_utility_rates.pdf , page 75 Souligné en caractères gras par nous.

⁶ James C. BONBRIGHT, *Principles of Public Utility Rates*, New York, Columbia University Press, 1961, http://media.terry.uga.edu/documents/exec_ed/bonbright/principles_of_public_utility_rates.pdf , chap. 17, page 317 Souligné en caractères gras par nous.

⁷ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3972-2016 de la Régie de l'énergie, Pièce C-HQD-0004, HQD-1, Document 1, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/374/DocPrj/R-3972-2016-C-HQD-0004-Rapports-Dec-2016_12_20.pdf , page 21, lignes 8-12. Souligné en caractères gras par nous.

La Régie de l'énergie a elle-même, de 2004 à 2007, encouragé une structure tarifaire favorisant un signal de prix basé sur **le coût marginal à long terme** :

*À plusieurs reprises, la Régie a mentionné l'importance du signal de prix pour inciter les clients du Distributeur à adopter un comportement rationnel et efficace en matière de consommation d'électricité. Dans sa décision D-2006-34, elle affirmait qu'il est primordial et dans l'intérêt public que la structure tarifaire du Distributeur reflète mieux les coûts marginaux de long terme. Selon la Régie, les modifications des structures tarifaires proposées par le Distributeur permettaient « d'amorcer graduellement et avec prudence la réforme des structures tarifaires menant à un meilleur signal de prix ».*⁸

*Dans la décision D-2007-12, la Régie réitérait le caractère prioritaire de la modification des structures tarifaires en ce sens. Elle demandait au Distributeur de présenter, dans le dossier tarifaire 2008, des propositions de réforme tarifaire **tenant compte de l'importance des coûts marginaux de long terme et de la mise en œuvre de la stratégie énergétique du gouvernement**.*^{9 10}

*Un signal de prix favorisant l'efficacité énergétique devrait utiliser **les coûts marginaux de long terme** dans la détermination de l'évolution prochaine des composantes des tarifs généraux. La facturation des coûts de fourniture en énergie permet justement d'assurer le reflet des coûts marginaux d'approvisionnement à plus long terme dans la composante la plus élastique du tarif. Une modification des structures tarifaires, en faisant porter les hausses sur l'énergie, soit la partie la plus élastique de la facture du client, laisserait à celui-ci la possibilité de diminuer l'impact des hausses tarifaires sur sa facture. Par ailleurs, ceci permettrait d'assouplir la contrainte que représente la puissance lors des baisses de consommation.*¹¹

* * *

⁸ Note infrapaginale dans la citation : [RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3579-2005 Décision D-2006-34, 28 février 2006, <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2006-34.pdf> , page 73].

⁹ Note infrapaginale dans la citation : [RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3610-2006, Décision D-2007-12, 27 février 2007, <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2007-12.pdf> , page 84].

¹⁰ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3644-2007, Décision D-2008-024, 2008 02 26, <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2008-024.pdf> , pages 79-80. Souligné en caractère gras par nous.

¹¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3541-2004, Décision D-2005-034, <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2005-34.pdf> , page 143. Souligné en caractère gras par nous. Les mots « *signal de prix* » au début de la citation sont déjà en caractère gras dans le texte.

Le rapport du consultant de Gaz Métro au présent dossier, Black and Veatch affirme toutefois :

*Economic theory holds that efficient prices equal **short-run marginal cost not long-run marginal costs**. The use of long-run marginal cost to evaluate line extension creates a timing mismatch between costs for ratemaking (the first year carrying costs that will be in revenue requirements) and the levelized costs over the life of the assets used in calculating long-run marginal costs. This timing mismatch raises revenue requirements in the short-run but over time reduces the revenue requirement for economic connections of new customers.¹²*

Cette affirmation nous semble contredire les principes généralement en matière de régulation économique, tel que susdit, lesquels favorisent le recours aux coûts marginaux de long terme, pas de court terme.

Dans leur demande d'intervention déposée au présent dossier, nos clientes *Stratégies Énergétiques* et l'AQLPA soulignent d'ailleurs avec justesse que :

- Le rapport de Black & Veatch (B-0145, Gaz Métro-6, Doc. 2, page 3) auquel Gaz Métro se rallie dorénavant (B-0144, Gaz Métro-6, Doc. 1, page 2, lignes 20-24) ne semble pas être adapté à la raison (principale) pour laquelle Gaz Métro et la Régie de l'énergie doivent procéder au présent dossier à l'identification d'une méthode de détermination des coûts marginaux de prestation de service **de long terme** (en caractère gras par nous). Affirment en effet de façon surprenante :

Economic theory holds that efficient prices equal short-run marginal cost not long-run marginal costs. The use of long-run marginal cost to evaluate line extension creates a timing mismatch between costs for ratemaking (the first year carrying costs that will be in revenue requirements) and the levelized costs over the life of the assets used in calculating long-run marginal costs. This timing mismatch raises revenue requirements in the short-run but over time reduces the revenue requirement for economic connections of new customers. (en caractère gras par nous)

¹² **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3867-2013, Phase 3, sujet A, Pièce B-0145, Gaz Métro 6, Document 2, page 3,

- Gaz Métro, selon nous, fait erreur en rejetant de façon trop enthousiaste sa propre évaluation antérieure (reproduite en annexe à B-0144, Gaz Métro-6, Doc. 1), qui était méthodologiquement plus adaptée que celle de Black & Veatch à la raison d'être de l'exercice, sous réserve de ce que nous exprimons plus loin
- Le premier principe que nous posons, c'est que, pour juger de la rentabilité des projets de développement de marché et d'additions au réseau, ce sont nécessairement **les coûts marginaux à long terme** (pendant la durée estimée de maintien du nouveau client ou de la nouvelle charge) qui doivent être pris en compte, contrairement à l'approche de Black & Veatch.
- Black & Veatch a certes raison de considérer que certains coûts marginaux d'ajout de client ou de charge sont nuls ou faibles tant que l'on n'atteint pas la « *marche suivante* » à partir de laquelle le coût marginal augmentera subitement (par exemple lorsque l'on atteindra le seuil à partir duquel il faudra engager une ressource supplémentaire dans un service donné). Black & Veatch a donc raison de critiquer l'étude antérieure de Gaz Métro qui retenait une sorte de « coût marginal moyen » non relié à l'atteinte ou non de cette « *marche* ».

Mais il nous semble que le choix rigoureux qui devrait être appliqué au présent dossier ne consiste pas à ne retenir que les coûts marginaux minimales qui précéderaient l'atteinte de cette « *marche* » comme Black & Veatch le préconisent. **Nous croyons que l'exercice, en la présente Phase 3 du présent dossier, devrait plutôt consister à identifier, pour chaque projet de développement de marché ou d'addition au réseau, où se situe spécifiquement cette marche (et quel est le coût marginal lorsque l'on se situe en-deçà de la « *marche* » et quel est ce coût marginal lorsque l'on dépassera cette « *marche* »).** [...]

- Ainsi, il sera possible, avec de tels outils, lorsqu'un projet de développement de marché ou d'addition au réseau se présentera, de déterminer une rentabilité meilleure si l'ajout de clientèle ou de charge demeure en-deçà de la « *marche* » et une rentabilité moindre ou inexistante si l'ajout de clientèle ou de charge seront tellement élevés que les besoins de services supplémentaires dépasseront la « *marche* » au-delà de laquelle la hausse de coûts est plus significative.

- De tels outils méthodologiques permettront à Gaz Métro et à la Régie de prendre des décisions économiquement transparentes et rationnelles sur les projets de développement de marché ou d'addition au réseau. **(Note : loin de nous la prétention que tout tel projet qui ne serait pas économiquement rentable doive toujours être refusé. Il sera toujours loisible à la Régie, comme elle l'a déjà établi dans le passé, d'accepter un tel projet peu ou non rentable qui serait malgré tout souhaitable pour des raisons sociales ou environnementales, notamment en raison de son caractère régionalement structurant ou de l'évitement d'émissions de gaz à effet de serre qu'il amènera. Mais un tel choix devrait toujours être effectué en toute connaissance de cause, en déterminant d'abord et de façon rigoureuse si le projet est économiquement rentable ou non. SÉ-AQLPA soumettent respectueusement que c'est ce que la méthode que nous préconisons ci-dessus devrait permettre.)**¹³

Nous avons interrogé Gaz Métro au sujet de son ralliement surprenant à l'approche de Black & Veatch basée sur les coûts marginaux à court terme, laquelle se situe à l'opposé selon nous de la raison d'être du présent exercice et de l'approche initiale de Gaz Métro elle-même. Gaz Métro n'a vraiment répondu à notre questionnement à ce sujet :

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS S.É.-AQLPA-2-5

Référence : GAZ MÉTRO, Dossier R-3867-2013, Phase 3, Pièce B-0145, Gaz Métro-6, Document 2.

Demande(s) :

a) Le rapport de Black & Veatch (B-0145, Gaz Métro-6, Doc. 2, page 3) auquel Gaz Métro se rallie dorénavant (B-0144, Gaz Métro-6, Doc. 1, page 2, lignes 20-24) ne semble pas être adapté à la raison (principale) pour laquelle Gaz Métro et la Régie de l'énergie doivent procéder au présent dossier à l'identification d'une méthode de détermination des coûts marginaux de prestation de service de long terme (en caractère gras par nous). Black & Veatch affirment en effet de façon surprenante :

Economic theory holds that efficient prices equal short-run marginal cost not long-run marginal costs. The use of long-run marginal cost to evaluate line extension creates a timing mismatch between costs for ratemaking (the first year carrying costs that will be in revenue requirements) and the levelized costs over the life of the assets used in calculating

¹³ SÉ-AQLPA, Dossier R-3867-2013, phase 3, Pièce C-SÉ-AQLPA-0029, Demande d'intervention, pages 2-4. Souligné en caractères gras par nous.

long-run marginal costs. *This timing mismatch raises revenue requirements in the short-run but over time reduces the revenue requirement for economic connections of new customers. (en caractère gras par nous)*

Veillez justifier pourquoi Gaz Métro accepte dorénavant cette recommandation de Black & Veatch de recourir aux coûts marginaux à court terme plutôt qu'à long terme.

Réponse :

Gaz Métro s'est adjoint les services du Dr Overcast, reconnu à titre de témoin expert « en réglementation des utilités publiques et tarification » par la Régie dans sa décision D-2017-009. Gaz Métro ne détient aucun motif justifiant de ne pas suivre les recommandations de cet expert, avec lesquelles elle est, par ailleurs, entièrement d'accord.¹⁴

Pourtant, Gaz Métro aurait pu s'inspirer d'exemples récents où un participant à la Régie se distancie de son consultant expert. Ce fut le cas par exemple d'Hydro-Québec Distribution au dossier R-3980-2016 et repris au dossier R-3986-2016 :

Au regard du balisage réalisé par ICF international, seuls le Yukon et le Distributeur calculent des coûts évités en puissance et ils utilisent la même méthode pour le faire, soit celle de l'équipement générique. Le Distributeur note également que, d'après le balisage, il est le seul à publier ses coûts évités chaque année.

*Toutefois, la firme d'experts propose une autre méthode pour calculer les coûts évités en puissance. La méthode proposée est basée sur le report de l'investissement d'un équipement dans le temps. **Selon le Distributeur, cette méthode ne permet de répondre ni à ses besoins ni aux exigences de la Régie, c'est-à-dire obtenir un signal stable et cohérent afin de faciliter la planification des investissements à moyen et long termes.** D'ailleurs, cette méthode n'est présentement pas utilisée par d'autres juridictions pour calculer les coûts évités en puissance en réseau non relié.*

En effet, cette méthode proposée engendre une forte volatilité des coûts évités d'une année sur l'autre, sans pour autant apporter plus de précision et de robustesse dans son application. Or, les problèmes découlant de cette volatilité avaient déjà été soulevés par la Régie dans le passé.

¹⁴ **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3867-2013, Phase 3, Sujet A, Pièce B-0215, Gaz Métro 8, Document 8, réponse numéro 2.5a) à la demande de renseignements numéro 2 de SÉ-AQLPA, page 4.

*De plus, dans sa décision D-2015-0187, la Régie soulignait sa préoccupation face à ce qu'elle estimait être une sous-estimation du coût évité en puissance des réseaux autonomes. Or, selon la méthode basée sur le report de l'investissement, les coûts évités en puissance seraient systématiquement plus faibles que ceux découlant de la méthode actuelle du Distributeur. (En gras par nous.)*¹⁵

Dans le présent cas, l'approche du consultant Black & Veatch d'établir les coûts marginaux par client sur une base de court terme est de nature à ne pas permettre la prise en compte des coûts à long terme qui surviennent lorsque l'accumulation des nouveaux clients amène à « passer à la marche suivante » des coûts.

Il s'agissait là d'un problème générique à l'approche des coûts marginaux de court terme déjà identifié par Bonbright.¹⁶

Même le consultant de Gaz Métro au présent dossier, Monsieur Edwin Overcast semble le reconnaître, puisque dans un rapport qu'il avait déposé dans un autre dossier le 14 septembre 2016, il proposait de traiter les différents coûts non pris en compte de marginale à court terme comme étant des coûts fixes, qui surviennent occasionnellement, et que, selon lui, n'auraient pas à être alloués aux ajouts de clients qui globalement génèrent ces coûts :

*Marginal costs only reflect cost causation for growth at the margin, and since they are forward looking, costs associated with added customers, kW capacity or kWh. The kW delivery capacity may be added mostly at the fringes of the system, and may occasionally represent an expansion of an existing facility such as a feeder or a circuit, but that does not represent the marginal cost for any more than that one location. **Since marginal costs do not equal embedded costs, any allocation must adjust the marginal cost to match the utility's revenue requirements. Theoretically, the adjustments should be made using the concept of Ramsey Pricing that holds that the extra revenue should be recovered from the least elastic classes and the least elastic rate components.** [...] It is not only that **marginal cost does not equate to the revenue requirement being allocated** but that **marginal cost cannot reflect the causes of those sunk costs that represent the costs to be apportioned.***¹⁷

¹⁵ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-3980-2016, Pièce B-0021, HQD-4, Document 4, page 8, lignes 14 à 33.

¹⁶ James C. BONBRIGHT, *Principles of Public Utility Rates*, New York, Columbia University Press, 1961, http://media.terry.uga.edu/documents/exec_ed/bonbright/principles_of_public_utility_rates.pdf, chap. 20.

¹⁷ Edwin OVERCAST, NHPUC Docket No. DE 16-576, Testimony, sept 14, 2016, http://www.puc.nh.gov/Regulatory/Docketbk/2016/16-576/TESTIMONY/16-576_2016-09-14_UES_ATT_DTESTIMONY_H_OVERCAST.PDF Appendix B, Page 2 of 7.

Comme on le voit donc, l'approche des coûts marginaux à court terme du consultant nous amènerait à nous éloigner encore davantage des principes réglementaires généralement reconnus, ici la causalité des coûts.

Nous invitons la Régie à ne pas suivre cette approche mais à plutôt maintenir son recours aux coûts marginaux de long terme aux fins d'aider à ses prises de décision quant à la rentabilité des ajouts en croissance sur le réseau de Gaz Métro.

RECOMMANDATION NO. 2-1 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie à ne pas suivre l'approche du consultant Edwin Overcast de Gaz Métro fondée sur les coûts marginaux à court terme, mais à plutôt maintenir son recours aux coûts marginaux de long terme aux fins d'aider à ses prises de décision quant à la rentabilité des ajouts en croissance sur le réseau de Gaz Métro.

3

LES LACUNES DE GAZ MÉTRO COMMUNES AUX COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME DE PRESTATION DE SERVICE DANS TOUS LES SECTEURS

Gaz Métro nous indique que les montants indiqués dans sa proposition initiale résultent d'une démarche systématique de consultation auprès de son personnel. :

La méthodologie a consisté à identifier puis à analyser les départements ayant des activités et des coûts en lien direct avec le client. Une série d'entrevues a été effectuée auprès des gestionnaires de centres de coûts afin d'identifier, selon les différents marchés, les activités qu'entraîne un nouveau client ou un ajout de charge chez un client existant. Chaque activité a été quantifiée puis valorisée en fonction du temps consacré à sa réalisation.¹⁸

Voici les gens de Gaz Métro qui ont été rencontrés ¹⁹ :

Personnes rencontrées	Sommaire des sujets discutés
VP - Exploitation	Coûts rattachés à un branchement d'immeuble Principaux secteurs d'activités à l'Exploitation
Chef de service Ingénierie du mesurage	Programme d'entretien – instrumentation Fonctionnement et segmentation par clientèle
Chef de groupe Instrumentation	Programme d'entretien – instrumentation Types de compteurs et fréquence d'inspection
Chef de service Gestion des actifs et intégrité du réseau	Projets en cours à l'ingénierie Programme d'inspection des compteurs installés chez les clients Programme d'inspection / vérification des régulateurs
Chef de service Information clientèle	Type de clients Travail des agents du service à la clientèle Exigence de qualité requise

¹⁸ **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3867-2013, Phase 3, Sujet A, Pièce B-0144, Gaz Métro-17, Document 4, page 5, lignes 24-28.

¹⁹ **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3867-2013, Phase 3, Sujet A, Pièce B-0212, Gaz Métro 8, Document 6, réponse 1.1.2 à la demande de renseignements Volet A du ROEE, annexe, page 1.

Personnes rencontrées	Sommaire des sujets discutés
	Coût moyen d'un appel
Chef de service facturation et relève de compteurs	Relève de compteurs Facturation Tâches des commis à la facturation Coût de production des factures Lettre de confirmation à un nouveau client
Chef de service Gestion des comptes à recevoir	Recouvrements Perception, enquête de crédit, recours juridiques
Chef de groupe encaissements	Types de paiement reçus des clients Coûts des différents types de paiements
Directeur adjoint – VGE	Catégories de clients Clients VGE (nombre et profil) Travail et coûts des représentants
Chef de service, Services administratifs	Activités et responsabilités des services administratifs Programmes d'aides financières Coût de maintien de la clientèle Catégories de clients Tarifs Revenu requis (fonctionnement et utilisation)
Conseiller Instrumentation et mesurage	Télémetrie (utilisation et coûts) Type de clientèle
Conseiller senior –suivi développement des ventes	Estimé de construction et revenu requis
Directrice - Services à la clientèle	Coûts annuels d'encaissements
Conseiller principal - Prévion de la demande, Stratégie marketing	Calculs de la rentabilité globale et impacts des méthodes Données de ventes

Nous n'avons donc, à ce stade, aucune raison de croire que cette information serait erronée. Bien au contraire, le fait que les montants indiqués par Gaz Métro dans sa proposition initiale proviennent de cette démarche auprès de son propre personnel les valorise et affaiblit encore davantage les réductions de coûts marginaux proposées par son consultant.

Ceci étant dit, il nous semble que Gaz Métro devrait voir à préciser cette proposition initiale de manière à réduire l'écart considérable qui existe entre les coûts marginaux minimaux et maximaux. Ceci requerrait de définir la méthode permettant d'établir un coût marginal plus précis applicable à chaque cas. Des coûts marginaux minimaux et maximaux qui

demeureraient à ce point différenciés ne seraient en effet que de peu d'utilité méthodologique pour la Régie aux fins de sa présente cause générique.

RECOMMANDATION NO. 2-2 :

Gaz Métro nous indique que les montants indiqués dans sa proposition initiale résultent d'une démarche systématique de consultation auprès de son personnel. Nous n'avons donc, à ce stade, aucune raison de croire que cette information serait erronée. Bien au contraire, le fait que les montants indiqués par Gaz Métro dans sa proposition initiale proviennent de cette démarche auprès de son propre personnel les valorise et affaiblit encore davantage les réductions de coûts marginaux proposées par son consultant.

Ceci étant dit, nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir que Gaz Métro précise cette proposition initiale de manière à réduire l'écart considérable qui existe entre les coûts marginaux minimaux et maximaux. Ceci requerrait de définir la méthode permettant d'établir un coût marginal plus précis applicable à chaque cas. Des coûts marginaux minimaux et maximaux qui demeurerait à ce point différenciés ne seraient en effet que de peu d'utilité méthodologique pour la Régie aux fins de sa présente cause générique.

4

LES COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME DE PRESTATION DE SERVICE DU SECTEUR RÉSIDENTIEL

Le tableau suivant illustre les écarts entre la méthode initialement proposée par Gaz Métro et celle de son consultant Black & Veatch (à laquelle Gaz Métro adhère désormais) pour les coûts marginaux de long terme de prestation de service au secteur résidentiel.²⁰

Ln	Description	Gaz Metro As Proposed				Black & Veatch Revised				Écarts Gaz Métro - B&V			
		Residential		Residential		Residential		Residential		Residential		Residential	
		Year 1	Year 2 and +	Year 1	Year 2 and +	Year 1	Year 2 and +	Year 1	Year 2 and +	Year 1	Year 2 and +	Year 1	Year 2 and +
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	
1	Mailing of subscription confirmation letter	0,83 \$	0,83 \$	- \$	- \$	0,83 \$	0,83 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
2	Cost of mailing bill	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	- \$	- \$	- \$	- \$
3	Cost of opening a billing file	9,66 \$	9,66 \$	- \$	- \$	9,66 \$	9,66 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
4	Cost of reading a meter	6,71 \$	6,71 \$	6,71 \$	6,71 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	6,71 \$	6,71 \$	6,71 \$	6,71 \$
5	Input of a new contract	36,29\$	36,29\$	- \$	- \$	36,29\$	36,29\$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
6	Cost of a credit check conducted internally	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
7	Annual cost for cashing a payment	0,74 \$	0,74 \$	0,74 \$	0,74 \$	0,74 \$	0,74 \$	0,74 \$	0,74 \$	- \$	- \$	- \$	- \$
8	Cost of processing a standard customer call	12,84\$	12,84\$	12,84\$	12,84\$	- \$	12,84\$	- \$	12,84\$	12,84\$	- \$	12,84\$	- \$
9	Cost of Bad Debts	0,57 \$	0,57 \$	0,57 \$	0,57 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	0,57 \$	0,57 \$	0,57 \$	0,57 \$
10	Collection and recovery costs	2,43 \$	2,43 \$	2,43 \$	2,43 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	2,43 \$	2,43 \$	2,43 \$	2,43 \$
11	Customer retention costs - Major	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$

²⁰ **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3867-2013, Phase 3, Sujet A, Pièce B-0145, Gaz Métro 6, Document 2, Table 2, page 9,

Régie de l'énergie - Dossier R-3867-2013 Phase 3 Sujet A

Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro

Ln	Description	Gaz Metro As Proposed				Black & Veatch Revised				Écart Gaz Métro - B&V				
		Residential				Residential				Residential				
		Year 1	Year 2 and +	Year 1	Year 2 and +	Year 1	Year 2 and +	Year 1	Year 2 and +	Year 1	Year 2 and +	Year 1	Year 2 and +	
Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	
12	accounts Customer retention costs - Major industries	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
13	Preventive maintenance - Service line	12,88\$	12,88\$	12,88\$	12,88\$	0\$	- \$	- \$	12,88\$	12,88\$	12,88\$	12,88\$	- \$	- \$
14	Corrective maintenance - Service line	17,99\$	17,99\$	17,99\$	17,99\$	0\$	- \$	- \$	17,99\$	17,99\$	17,99\$	17,99\$	- \$	- \$
15	Processing of CRP application	- \$	23,83\$	- \$	- \$	- \$	23,83\$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
16	Preventive maintenance - Mains ²¹	0,22 \$/m												Non spécifié
17	Corrective maintenance - Mains	0,37 \$/m												Non spécifié
18	Meters inspection and maintenance costs													
19	Type of meters													
20	Turbine Spin test for turbine (less than 12 in)	- \$	31,68\$	- \$	31,68\$	- \$	31,68\$	- \$	31,68\$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
21	Telemetry	- \$	79,20\$	- \$	79,20\$	- \$	79,20\$	- \$	79,20\$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
22	Corrective instruments	- \$	118,79	- \$	118,79	- \$	118,79	- \$	118,79	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
23	Spin test for turbine (12 in and more)	- \$	87,11\$	- \$	87,11\$	- \$	87,11\$	- \$	87,11\$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
24	Cost of a cellular line - telemetry	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
25		- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
26	Total	109,30	449,91	62,52	379,30	55,88	409,33	9,10	369,59	53,42	40,58	53,42	9,71	9,71
		\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$

Nous constatons, de la lecture de ce tableau, des écarts majeurs entre la proposition initiale de coûts marginaux par client résidentiel de Gaz Métro et celle de Black & Veatch. Pour la première année de l'ajout d'un client, Black & Veatch diminue de moitié le coût marginal

²¹ Sur les lignes 16 et 17 relatives au coût de l'entretien préventif et correctif des conduites principales, voir : **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3867-2013, Phase 3, Sujet A, Pièce B-0144, Gaz Métro-17, Document 4, Annexe 1, page 1. **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3867-2013, Phase 3, Sujet A, Pièce B-0145 Gaz Métro 6, Document 2, Rapport de Black & Veatch, page 8.

minimal à considérer ! Pour les années ultérieures, elle invite à ne considérer minimalement que 14% du coût proposé initialement par Gaz Métro !

Ces écarts majeurs proviennent notamment de leurs approches méthodologiques radicalement différentes sur l'allocation des coûts de long terme, discutées au chapitre 2 du présent rapport. De plus, Black & Veatch sous-estime certains coûts alors que ceux-ci avaient été établis par Gaz Métro à la suite d'une démarche systématique de consultation auprès de son personnel tel que vu au chapitre 3 du présent rapport. Ainsi, Black & Veatch ne considère pas, dans son coût marginal proposé, les coûts suivants :

- La ligne 4 sur le coût de lire un compteur;
- La ligne 8 sur le coût minimal d'un appel standard;
- La ligne 9 sur le coût des mauvaises créances;
- La ligne 10 sur le coût de conserver un client;
- Les lignes 13 et 14 sur le coût de l'entretien préventif et correctif des conduites de distribution pour la première année et la valeur minimale pour les autres années.
- L'application d'un minimum qui serait employé aux lignes 16-17 sur le coût de l'entretien préventif et correctif des conduites principales.

Nous sommes d'avis que la proposition initiale de Gaz Métro représente mieux les coûts marginaux de long terme que celle de son consultant et nous recommandons à la Régie d'établir, pour le secteur résidentiel, ces coûts marginaux tel qu'élaborés initialement par Gaz Métro, sous réserve de notre recommandation 2-2 déjà énoncée de façon commune à l'ensemble des secteurs de consommation au chapitre 3 du présent rapport.

RECOMMANDATION NO. 2-3 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'établir, pour le secteur résidentiel, les coûts marginaux de long terme de l'ajout d'un client en se basant sur la proposition initiale de Gaz Métro sous réserve de notre recommandation 2-2 déjà énoncée de façon commune à l'ensemble des secteurs de consommation au chapitre 3 du présent rapport.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de ne pas établir ces coûts sur la base du rapport du consultant Black & Veatch, lequel sous-estime ces coûts marginaux, tel qu'il apparaît plus amplement au chapitre 4 du présent rapport, notamment aux motifs méthodologiques énoncés au chapitre 2 de ce rapport.

5

LES COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME DE PRESTATION DE SERVICE DU SECTEUR COMMERCIAL, INSTITUTIONNEL ET INDUSTRIEL (CII)

Le tableau suivant illustre les écarts entre la méthode initialement proposée par Gaz Métro et celle de son consultant Black & Veatch (à laquelle Gaz Métro adhère désormais) pour les coûts marginaux de long terme de prestation de service au secteur commercial-institutionnel-industriel (CII) ²²

Ln	Description	Gaz Metro As Proposed				Black & Veatch Revised				Écarts Gaz Métro - B&V			
		CII				CII				CII			
		Year 1		Year 2 and +		Year 1		Year 2 and +		Year 1		Year 2 and +	
Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.		
1	Mailing of subscription confirmation letter	0,83 \$	0,83 \$	- \$	- \$	0,83 \$	0,83 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
2	Cost of mailing bill	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	- \$	- \$	- \$	- \$
3	Cost of opening a billing file	9,66 \$	9,66 \$	- \$	- \$	9,66 \$	9,66 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
4	Cost of reading a meter	6,71 \$	6,71 \$	6,71 \$	6,71 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	6,71 \$	6,71 \$	6,71 \$	6,71 \$
5	Input of a new contract	52,62 \$	52,62 \$	- \$	- \$	52,62 \$	52,62 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
6	Cost of a credit check conducted internally	17,19 \$	17,19 \$	- \$	- \$	17,19 \$	17,19 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
7	Annual cost for cashing a payment	1,75 \$	1,75 \$	1,75 \$	1,75 \$	1,75 \$	1,75 \$	1,75 \$	1,75 \$	- \$	- \$	- \$	- \$
8	Cost of processing a standard customer call	12,84 \$	12,84 \$	12,84 \$	12,84 \$	- \$	12,84 \$	- \$	12,84 \$	12,84 \$	- \$	12,84 \$	- \$

²² **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3867-2013, Phase 3, Sujet A, Pièce B-0145, Gaz Métro 6, Document 2, Table 3, page 10.

Régie de l'énergie - Dossier R-3867-2013 Phase 3 Sujet A
Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz
Métro

Ln	Description	Gaz Metro As Proposed				Black & Veatch Revised				Écart Gaz Métro - B&V			
		CII				CII				CII			
		Year 1		Year 2 and +		Year 1		Year 2 and +		Year 1		Year 2 and +	
Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.		
9	Cost of Bad Debts	7,77\$	7,77\$	7,77\$	7,77\$	- \$	- \$	- \$	- \$	7,77\$	7,77\$	7,77\$	7,77\$
10	Collection and recovery costs	33,31\$	33,31\$	33,31\$	33,31\$	- \$	- \$	- \$	- \$	33,31\$	33,31\$	33,31\$	33,31\$
11	Customer retention costs - Major accounts	- \$	39,05\$	- \$	39,05\$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	39,05\$	- \$	39,05\$
12	Customer retention costs - Major industries	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
13	Preventive maintenance - Service line	12,88\$	12,88\$	12,88\$	12,88\$	- \$	- \$	- \$	12,88\$	12,88\$	12,88\$	12,88\$	- \$
14	Corrective maintenance - Service line	17,99\$	17,99\$	17,99\$	17,99\$	- \$	- \$	- \$	17,99\$	17,99\$	17,99\$	17,99\$	- \$
15	Processing of CRP application	- \$	32,90\$	- \$	- \$	- \$	32,90\$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
16	Preventive maintenance - Mains ²³	0,22 \$/m						Non spécifié				Non spécifié	
17	Corrective maintenance - Mains	0,37 \$/m						Non spécifié				Non spécifié	
18	Meters inspection and maintenance costs												
19	Type of meters												
20	Turbine	- \$	31,68\$	- \$	31,68\$	- \$	31,68\$	- \$	31,68\$	- \$	- \$	- \$	- \$
21	Spin test for turbine (less than 12 in)	- \$	79,20\$ 118,79	- \$	79,20\$ 118,79	- \$	79,20\$ 118,79	- \$	79,20\$ 118,79	- \$	- \$	- \$	- \$
22	Telemetry	- \$	\$	- \$	\$	- \$	\$	- \$	\$	- \$	- \$	- \$	- \$

²³ Sur les lignes 16 et 17 relatives au coût de l'entretien préventif et correctif des conduites principales, voir : **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3867-2013, Phase 3, Sujet A, Pièce B-0144, Gaz Métro-17, Document 4, Annexe 1, page 1. **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3867-2013, Phase 3, Sujet A, Pièce B-0145 Gaz Métro 6, Document 2, Rapport de Black & Veatch, page 8.

Régie de l'énergie - Dossier R-3867-2013 Phase 3 Sujet A
Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz
Métro

Ln	Description	Gaz Metro As Proposed				Black & Veatch Revised				Écart Gaz Métro - B&V			
		CII				CII				CII			
		Year 1		Year 2 and +		Year 1		Year 2 and +		Year 1		Year 2 and +	
Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.		
23	Corrective instruments	- \$	87,11\$	- \$	87,11\$	- \$	87,11\$	- \$	87,11\$	- \$	- \$	- \$	- \$
24	Spin test for turbine (12 in and more)	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
25	Cost of a cellular line - telemetry	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
		181,91	570,64	101,61	457,44	90,41	452,93	10,11	370,60	91,50	117,71	91,50	86,84
26	Total	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$

Ici encore, nous constatons, de la lecture de ce tableau, des écarts majeurs entre la proposition initiale de coûts marginaux par client CII de Gaz Métro et celle de Black & Veatch. Ici encore, pour la première année de l'ajout d'un client, Black & Veatch diminue de moitié le coût marginal minimal à considérer ! Pour les années ultérieures, elle invite à ne considérer minimalement que 10 % du coût proposé initialement par Gaz Métro !

Ces écarts majeurs proviennent notamment de leurs approches méthodologiques radicalement différentes sur l'allocation des coûts de long terme, discutées au chapitre 2 du présent rapport. De plus, Black & Veatch sous-estime certains coûts alors que ceux-ci avaient été établis par Gaz Métro à la suite d'une démarche systématique de consultation auprès de son personnel tel que vu au chapitre 3 du présent rapport. Ainsi, Black & Veatch ne considère pas, dans son coût marginal proposé, les coûts suivants :

- La ligne 4 sur le coût de lire un compteur;
- La ligne 8 sur le coût minimal d'un appel standard;
- La ligne 9 sur le coût des mauvaises créances;
- La ligne 10 sur le coût de recouvrement;
- Les lignes 13 et 14 sur le coût de l'entretien préventif et correctif des conduites de distribution pour la première année et la valeur minimale pour les autres années.
- L'application d'un minimum qui serait employé aux lignes 16-17 sur le coût de l'entretien préventif et correctif des conduites principales.

Nous sommes d'avis que la proposition initiale de Gaz Métro représente mieux les coûts marginaux de long terme que celle de son consultant et nous recommandons à la Régie d'établir, pour le secteur résidentiel, ces coûts marginaux tel qu'élaborés initialement par Gaz Métro, sous réserve de notre recommandation 2-2 déjà énoncée de façon commune à l'ensemble des secteurs de consommation au chapitre 3 du présent rapport.

RECOMMANDATION NO. 2-4 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'établir, pour le secteur CII, les coûts marginaux de long terme de l'ajout d'un client en se basant sur la proposition initiale de Gaz Métro sous réserve de notre recommandation 2-2 déjà énoncée de façon commune à l'ensemble des secteurs de consommation au chapitre 3 du présent rapport.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de ne pas établir ces coûts sur la base du rapport du consultant Black & Veatch, lequel sous-estime ces coûts marginaux, tel qu'il apparaît plus amplement au chapitre 5 du présent rapport, notamment aux motifs méthodologiques énoncés au chapitre 2 de ce rapport.

6

LES COÛTS MARGINAUX DE LONG TERME DE PRESTATION DE SERVICE DU SECTEUR DE LA GRANDE INDUSTRIE

Le tableau suivant illustre les écarts entre la méthode initialement proposée par Gaz Métro et celle de son consultant Black & Veatch (à laquelle Gaz Métro adhère désormais) pour les coûts marginaux de long terme de prestation de service au secteur de la grande industrie.²⁴

L n	Description	Gaz Metro As Proposed Major Industries				Black & Veatch Revised Major Industries				Écarts Gaz Métro - B&V Major Industries			
		Year 1		Year 2 and +		Year 1		Year 2 and +		Year 1		Year 2 and +	
		Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
1	Mailing of subscription confirmation letter	0,83 \$	0,83 \$	- \$	- \$	0,83 \$	0,83 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
2	Cost of mailing bill	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	8,36 \$	- \$	- \$	- \$	- \$
3	Cost of opening a billing file	9,66 \$	9,66 \$	- \$	- \$	9,66 \$	9,66 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
4	Cost of reading a meter	6,71 \$	6,71 \$	6,71 \$	6,71 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	6,71 \$	6,71 \$	6,71 \$	6,71 \$
5	Input of a new contract	36,29\$	36,29\$	- \$	- \$	36,29\$	36,29\$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
6	Cost of a credit check conducted internally	17,19\$	17,19\$	- \$	- \$	17,19\$	17,19\$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
7	Annual cost for cashing a payment	1,59 \$	1,59 \$	1,59 \$	1,59 \$	1,59 \$	1,59 \$	1,59 \$	1,59 \$	- \$	- \$	- \$	- \$
8	Cost of processing a standard customer call	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
9	Cost of Bad Debts	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
10	Collection and recovery	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$

²⁴ **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3867-2013, Phase 3, Sujet A, Pièce B-0145, Gaz Métro 6, Document 2, Table 4, page 11,

Régie de l'énergie - Dossier R-3867-2013 Phase 3 Sujet A

Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro

L n	Description	Gaz Metro As Proposed				Black & Veatch Revised				Écart Gaz Métro - B&V			
		Major Industries				Major Industries				Major Industries			
		Year 1		Year 2 and +		Year 1		Year 2 and +		Year 1		Year 2 and +	
Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
	costs												
11	Customer retention costs - Major accounts	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
12	Customer retention costs - Major industries	1197,16 \$	1197,16 \$	1197,16 \$	1197,16 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	1197,16 \$	1197,16 \$	1197,16 \$	1197,16 \$
13	Preventive maintenance - Service line	12,88\$	12,88\$	12,88\$	12,88\$	- \$	- \$	- \$	12,88\$	12,88\$	12,88\$	12,88\$	- \$
14	Corrective maintenance - Service line	17,99\$	17,99\$	17,99\$	17,99\$	- \$	- \$	- \$	17,99\$	17,99\$	17,99\$	17,99\$	- \$
15	Processing of CRP application	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$
16	Preventive maintenance - Mains ²⁵	0,22 \$/m											
17	Corrective maintenance - Mains	0,37 \$/m											
18	Meters inspection and maintenance costs												
19	Type of meters												
20	Turbine Spin test for turbine (less than 12 in)	- \$	31,68\$	- \$	31,68\$	- \$	31,68\$	- \$	31,68\$	- \$	- \$	- \$	- \$
21	Telemetry	- \$	79,20\$	- \$	79,20\$	- \$	79,20\$	- \$	79,20\$	- \$	- \$	- \$	- \$
22	Corrective instruments	- \$	118,79 \$	- \$	118,79 \$	- \$	118,79 \$	- \$	118,79 \$	- \$	- \$	- \$	- \$
23	Spin test for turbine (12 in and more)	- \$	87,11\$	- \$	87,11\$	- \$	87,11\$	- \$	87,11\$	- \$	- \$	- \$	- \$
24	Cost of a cellular line - telemetry	- \$	237,59 \$	- \$	237,59 \$	- \$	237,59 \$	- \$	237,59 \$	- \$	- \$	- \$	- \$
25		- \$	186,12 \$	- \$	186,12 \$	- \$	186,12 \$	- \$	186,12 \$	- \$	- \$	- \$	- \$
26	Total	1625,44 \$	1969,95 \$	1561,47 \$	1905,98 \$	390,70 \$	735,21 \$	326,73 \$	702,11 \$	1234,74 \$	1234,74 \$	1234,74 \$	1203,87 \$

²⁵ Sur les lignes 16 et 17 relatives au coût de l'entretien préventif et correctif des conduites principales, voir : **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3867-2013, Phase 3, Sujet A, Pièce B-0144, Gaz Métro-17, Document 4, Annexe 1, page 1. **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3867-2013, Phase 3, Sujet A, Pièce B-0145 Gaz Métro 6, Document 2, Rapport de Black & Veatch, page 8.

Ici encore, nous constatons, de la lecture de ce tableau, des écarts majeurs entre la proposition initiale de coûts marginaux par grand client industriel de Gaz Métro et celle de Black & Veatch. Ici encore, pour la première année de l'ajout d'un client, Black & Veatch diminue des trois-quarts le coût marginal minimal à considérer ! Pour les années ultérieures, elle invite à ne considérer minimalement que 20 % du coût proposé initialement par Gaz Métro !

Ces écarts majeurs proviennent notamment de leurs approches méthodologiques radicalement différentes sur l'allocation des coûts de long terme, discutées au chapitre 2 du présent rapport. De plus, Black & Veatch sous-estime certains coûts alors que ceux-ci avaient été établis par Gaz Métro à la suite d'une démarche systématique de consultation auprès de son personnel tel que vu au chapitre 3 du présent rapport. Ainsi, Black & Veatch ne considère pas, dans son coût marginal proposé, les coûts suivants :

- La ligne 4 sur le coût de lire un compteur;
- La ligne 12 sur le coût de retenir un client;
- La ligne 10 sur le coût de recouvrement;
- Les lignes 13 et 14 sur le coût de l'entretien préventif et correctif des conduites de distribution pour la première année et la valeur minimale pour les autres années.
- L'application d'un minimum qui serait employé aux lignes 16-17 sur le coût de l'entretien préventif et correctif des conduites principales.

Nous sommes d'avis que la proposition initiale de Gaz Métro représente mieux les coûts marginaux de long terme que celle de son consultant et nous recommandons à la Régie d'établir, pour le secteur résidentiel, ces coûts marginaux tel qu'élaborés initialement par Gaz Métro, sous réserve de notre recommandation 2-2 déjà énoncée de façon commune à l'ensemble des secteurs de consommation au chapitre 3 du présent rapport.

Nous sommes aussi étonnés que ni Gaz Métro ni son consultant ne tiennent compte, pour la grande entreprise, des mauvaises créances et des coûts de recouvrement (lignes 9 et 10). Pourtant, Hydro-Québec Distribution tient compte de tels coûts depuis son dossier R-3708-2009.²⁶

²⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3708-2009. Pièce B-1, HQD-1, Document 1, page 12, lignes 23 à 25.

RECOMMANDATION NO. 2-5 :

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'établir, pour le secteur de la grande industrie, les coûts marginaux de long terme de l'ajout d'un client en se basant sur la proposition initiale de Gaz Métro sous réserve de notre recommandation 2-2 déjà énoncée de façon commune à l'ensemble des secteurs de consommation au chapitre 3 du présent rapport.

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de ne pas établir ces coûts sur la base du rapport du consultant Black & Veatch, lequel sous-estime ces coûts marginaux, tel qu'il apparaît plus amplement au chapitre 6 du présent rapport, notamment aux motifs méthodologiques énoncés au chapitre 2 de ce rapport.

De plus, nous recommandons d'ajouter au coût marginal des clients de la grande entreprise, un coût de mauvaises créances et des coûts de recouvrement (lignes 9 et 10).

7

CONCLUSION

Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir les recommandations qui sont exprimées au présent rapport, que l'on trouve également reproduites en son sommaire exécutif.
