

DOCUMENT DE RÉFLEXION RELATIF À
L'ALLOCATION DES COÛTS DE SERVICE
DE GAZ MÉTRO

TABLE DES MATIÈRES

1	MISE EN CONTEXTE	4
1.1	Chronologie des événements	4
1.2	Mandat de l'expert retenu	5
1.3	Encadrement procédural et structure du document de réflexion	6
2	OBJECTIFS GLOBAUX VISÉS	8
3	L'ALLOCATION DES COÛTS EN DISTRIBUTION	9
3.1	Cadre juridique	9
3.2	Les principes directeurs	10
3.3	L'allocation des coûts chez Gaz Métro	15
4	SOMMAIRE DES OBSERVATIONS DU DR OVERCAST CONCERNANT L'ALLOCATION DES COÛTS ..	18
5	ALLOCATION DES CONDUITES PRINCIPALES	23
5.1	Caractéristiques du réseau de conduites principales	23
5.2	Rappel des principes d'allocation des conduites principales	27
5.3	Évaluation de la composante accès du coût des conduites principales	30
5.3.1	<i>La qualité des données disponibles et le faible nombre d'observations</i>	31
5.3.2	<i>La validité statistique des résultats</i>	32
5.3.3	<i>Les écarts importants entre les résultats des différentes régions</i>	35
5.4	Les alternatives envisageables à la méthode de l'intercepte zéro actuelle	37
5.4.1	<i>La méthode du réseau minimal (minimum system)</i>	37
5.4.2	<i>Le maintien de la méthode de l'intercepte zéro avec correction</i>	39
5.5	L'évaluation de la composante «capacité» du réseau	40
5.5.1	<i>La méthode de la pointe coïncidente</i>	40
5.5.2	<i>La méthode de la pointe non coïncidente</i>	41
5.5.3	<i>Méthodes combinant une mesure du volume retiré et de la contribution à la pointe ou de la capacité utilisée et de la capacité inutilisée</i>	41
5.5.4	<i>L'évaluation du Dr Overcast concernant la CAU</i>	42
5.5.5	<i>Traitement suggéré des clients du service interruptible</i>	45
5.6	Autres considérations relatives à l'allocation des conduites principales	46
5.6.1	<i>Le traitement des clients connectés directement à une conduite de transmission</i>	46
5.6.2	<i>La nécessité d'une allocation des conduites principales tenant compte des régions</i>	47
5.6.3	<i>Méthode d'évaluation de la demande quotidienne maximale</i>	49
5.6.4	<i>Traitement des conduites d'alimentation au même titre que les conduites de distribution</i>	51
6	AUTRES AJUSTEMENTS À L'ALLOCATION DES COÛTS	54
6.1	Autres ajustements Proposés par le Dr Overcast	54
6.1.1	<i>Concernant l'allocation des éléments de la base de tarification</i>	54
6.1.2	<i>Concernant l'allocation des dépenses d'administration :</i>	56

6.2	Autres ajustements envisagés par Gaz Métro	58
6.2.1	Développement système informatique.....	58
6.2.2	Création d'un nouveau facteur d'allocation : FEE-FR.....	62
6.2.3	Facteur Comptabilité des abonnés	63
6.2.4	Facteur d'allocation PGEÉ.....	66
6.2.5	Facteurs d'allocation revenus	71

1 MISE EN CONTEXTE

1.1 CHRONOLOGIE DES EVENEMENTS

1 Dans le cadre du dossier tarifaire 2011, le groupe de travail alors en place demandait à la Régie
2 d'autoriser la tenue de réunions techniques dont le but serait de permettre à Gaz Métro de faire
3 une démonstration quantitative de la méthode d'allocation des coûts de service¹. Dans sa
4 décision D-2010-144, la Régie de l'énergie (la « Régie ») autorisait la tenue de ces séances de
5 travail, invitant aussi le Groupe de travail à « examiner les liens entre les résultats de l'étude de
6 répartition des coûts et les structures tarifaires existantes pour les tarifs de distribution »². La
7 Régie demandait à Société en commandite Gaz Métro (« Gaz Métro ») de déposer « un rapport
8 faisant état des discussions qui auront lieu lors de ces rencontres et, le cas échéant, des pistes
9 d'améliorations qui pourraient être apportées aux structures tarifaires »³.

10 Conformément à cette demande, un « Rapport sur l'allocation des coûts, les liens entre les
11 coûts et les tarifs ainsi que la vision tarifaire de Gaz Métro en distribution »⁴ a été déposé lors
12 de la Cause tarifaire 2012. Celui-ci faisait état, notamment, des objectifs et principes qui guident
13 l'allocation des coûts, faisait la démonstration quantitative de cette allocation et proposait des
14 pistes de réflexion et d'ajustement. Dans sa décision D-2011-182, la Régie se disait satisfaite
15 de la démonstration quantitative de la méthode d'allocation des coûts et prenait acte des pistes
16 de réflexion. Elle demandait à Gaz Métro qu'un suivi soit fait dans le cadre du dossier tarifaire
17 2013 et que des recommandations soient formulées lors du dossier tarifaire 2014.

18 Le rapport sur l'allocation des coûts et la vision tarifaire déposé lors de la Cause tarifaire 2012
19 présentait des améliorations envisagées aux tarifs de distribution. Dans sa décision D-2011-
20 182, la Régie demandait à Gaz Métro de compléter sa vision tarifaire en y incluant des analyses
21 plus poussées, notamment, sur la classification des coûts, la segmentation de la clientèle et sur
22 les niveaux d'interfinancement. Gaz Métro était aussi encouragée à recourir aux services d'un
23 expert en tarification pour la préparation de ces analyses⁵.

¹ R-3720-2010, 2^{ème} demande ré-amendée, 2 septembre 2010, page 6.

² D-2010-144, page 26

³ D-2010-144, page 26

⁴ R-3752-2011, Cause tarifaire 2012, Gaz Métro-13, Document 8

⁵ D-2011-182, page 83

1 Conformément à la demande de la Régie, Gaz Métro déposait un rapport d'avancement des
2 travaux sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire dans le cadre de la Cause tarifaire
3 2013⁶. Gaz Métro mentionnait aussi qu'elle avait retenu les services du Dr Edward Overcast de
4 la firme Black&Veatch pour l'aider dans ses réflexions.

5 À la suite du dépôt du rapport d'avancement, la Régie ordonnait que l'étude d'allocation des
6 coûts et la vision tarifaire soient traitées dans un dossier générique et indépendant des dossiers
7 tarifaires⁷.

8 La Régie estime qu'un tel véhicule procédural, c'est-à-dire un dossier générique, permettra une
9 plus grande souplesse dans le traitement des sujets étant donné que l'évolution du dossier ne
10 sera pas contrainte par le calendrier tarifaire. De plus, elle considère que les aspects
11 techniques associés à l'allocation des coûts et à la structure tarifaire devraient être discutés en
12 séances de travail afin que le personnel technique de la Régie et les intervenants puissent
13 suivre de plus près l'évolution du dossier de la vision tarifaire et la réflexion de Gaz Métro⁸.

14 Dans sa décision D-2013-170, la Régie réitère sa demande que les questions traitant de
15 l'allocation des coûts soient traitées dans un dossier générique et examiné en groupe de travail.

1.2 MANDAT DE L'EXPERT RETENU

16 À la suite de la recommandation de la Régie, Gaz Métro retenait les services du Dr Edward
17 Overcast de la firme Black&Veatch pour l'accompagner dans sa réflexion sur l'allocation des
18 coûts et la structure tarifaire. Le Dr Overcast est un spécialiste de la tarification des utilités
19 publiques qui a une longue expérience auprès de distributeurs gaziers du Canada et des États-
20 Unis⁹. Son mandat consistait globalement à préparer un rapport critique évaluant les méthodes
21 d'allocation du coût de service, la segmentation de la clientèle et la structure tarifaire existante.
22 Trois soumissionnaires avaient répondu à l'appel d'offres de Gaz Métro. Le Dr Overcast de la
23 firme Black&Veatch s'est distingué par la qualité de sa soumission.

24 L'expert retenu a donc revu les méthodes d'allocation des coûts de Gaz Métro, la segmentation
25 de la clientèle ainsi que la structure des tarifs et a ensuite formulé des recommandations à

⁶ R-3809-2013, Gaz Métro 15, document 1

⁷ D-2013-106, page 125

⁸ D-2013-106, page 125

⁹ Voir le *curriculum vitae* du Dr Overcast en annexe

1 l'égard de chacun de ces éléments. Les changements proposés par le Dr Overcast, même s'ils
2 peuvent techniquement être analysés de manière séparée, forment un tout intégré. Cela
3 implique que les changements qu'il propose à l'allocation des conduites principales nous
4 amènent naturellement vers une segmentation de la clientèle et une structure tarifaire précise.

5 Gaz Métro a porté une grande attention aux recommandations du consultant externe. Elle
6 abordera chacune de ses recommandations en évaluant le bien-fondé de celles-ci ainsi que les
7 aspects pratiques de leur mise en application et leur impact sur le résultat final.

1.3 ENCADREMENT PROCEDURAL ET STRUCTURE DU DOCUMENT DE REFLEXION

8 Gaz Métro propose de poursuivre ses réflexions dans le cadre d'un processus réglementaire
9 novateur, inspiré de celui qui sera mis en place suite à la décision D-2013-091 portant sur la
10 conception de l'indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement¹⁰.

11 Dans un premier temps, Gaz Métro soumet le rapport de l'expert ainsi que ce document de
12 réflexion. Ce dernier vise à faire part des constats qui se dégagent des analyses préliminaires
13 de Gaz Métro concernant les recommandations de l'expert sur la question spécifique de
14 l'allocation des coûts ainsi que sur certaines pistes d'amélioration envisagées suite à la décision
15 D-2010-144. Ce premier document de réflexion sur les méthodes d'allocation de coûts dresse la
16 liste des questions qui seront abordées dans des analyses plus complètes et sur lesquelles Gaz
17 Métro entend, suite aux premières séries de séances de travail, énoncer les changements
18 qu'elle envisage proposer, le cas échéant. Gaz Métro prendra en considération les
19 commentaires qui seront transmis lors des séances de travail ainsi que tout commentaire écrit
20 et bonifiera son analyse en conséquence. Subséquemment, elle fera part de ses analyses
21 complètes et des changements qu'elle envisage proposer à l'allocation des coûts en distribution
22 dans un rapport d'étape qui suivra les séances de travail sur ce thème.

23 Par la réflexion du Dr Overcast, Gaz Métro a été amenée à porter un regard critique sur
24 certaines façons de faire qui sont en place depuis de nombreuses années, particulièrement en
25 ce qui concerne l'allocation des coûts des conduites principales. Alors que les changements
26 envisagés à l'allocation des coûts étaient à l'origine très ciblés, Gaz Métro a été amenée à

¹⁰ D-2013-091, pages 31 et 32

1 étendre sa réflexion qui aura maintenant plus d'envergure que ce qui était anticipé au moment
2 des Causes tarifaires 2012 et 2013.

3 Ainsi, la première partie du document de réflexion traite des objectifs globaux visés, du contexte
4 légal et des principes généraux de l'allocation des coûts, mais est immédiatement suivie des
5 sujets liés à l'allocation des coûts des conduites principales. Dans cette section du document,
6 Gaz Métro présente les raisons qui l'amènent à considérer des changements à l'estimation des
7 composantes « accès » et « capacité » des coûts des conduites principales et fait part des
8 alternatives qu'elle envisage. Ensuite, Gaz Métro aborde les changements qui sont proposés
9 aux coûts autres que ceux liés aux conduites principales. En dernier lieu, certaines propositions
10 qui avaient été soumises dans le cadre des dossiers tarifaires 2013 et 2014 sont reprises dans
11 ce document de réflexion. Ces propositions pourront donc être bonifiées par des analyses
12 complémentaires ainsi que par les échanges et commentaires émanant des groupes de travail.

13 Les questions traitant de la structure tarifaire de la composante distribution, qui prendront en
14 compte les changements envisagés à l'allocation des coûts seront traitées ultérieurement et
15 feront l'objet d'un autre document de réflexion. Des analyses et séances de travail porteront
16 spécifiquement sur les questions touchant la structure tarifaire et le service d'équilibrage.

2 OBJECTIFS GLOBAUX VISÉS

1 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2012, Gaz Métro exposait les objectifs généraux visés par
2 sa tarification¹¹.

3 D'abord et avant tout, les tarifs doivent être conçus de façon à permettre au distributeur de
4 générer le revenu requis de distribution, incluant le rendement raisonnable déterminé.

5 Outre cet objectif, lorsqu'elle conçoit ses tarifs Gaz Métro vise une tarification qui:

- 6 > est équitable et raisonnable pour les différentes catégories de consommateurs: les tarifs
7 des différentes catégories de consommateurs de gaz naturel devraient être en lien avec
8 les coûts de desservir ces clients, les risques, et la concurrence, malgré qu'ils n'en
9 soient pas nécessairement le reflet exact. Par souci d'équité, notamment,
10 l'interfinancement entre les différentes classes tarifaires doit être également tenu en
11 compte afin de ne pas être indument discriminatoire à l'égard d'une catégorie de
12 consommateurs;
- 13 > se traduira par une stabilité des tarifs dans le temps : les clients sont en droit d'anticiper
14 que les ajustements requis aux tarifs soient effectués de façon progressive;
- 15 > est simple à comprendre, facile à administrer et favorisera l'allègement réglementaire.

16

17 L'atteinte de ces objectifs se déclinera, dans le présent dossier, par une réflexion, sur les deux
18 grands thèmes suivants :

- 19 > L'allocation des coûts et ;
- 20 > Une révision de la structure tarifaire, incluant une segmentation de la clientèle et des
21 conditions tarifaires.

¹¹ R-3752-2011, Gaz Métro-13, Document 8, page 35

3 L'ALLOCATION DES COÛTS EN DISTRIBUTION

3.1 CADRE JURIDIQUE

1 L'article 51 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») prévoit qu'un distributeur ne peut
2 exiger, pour la livraison du gaz naturel, des taux plus élevés qu'il n'est nécessaire pour lui
3 permettre de rencontrer les dépenses de l'entreprise et lui assurer un rendement raisonnable.
4 Le tarif exigé des clients doit donc découler directement des coûts globaux pour le
5 développement normal et la provision du service.

« Un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport ou de livraison de gaz naturel ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital et d'exploitation, de maintenir la stabilité du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et le développement normal d'un réseau de transport ou de distribution, ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification. »¹²

6 L'article 49 de la Loi ajoute à ce principe global l'importance de tenir compte des coûts de
7 service et des risques différents entre les « catégories de consommateurs » et, pour le
8 distributeur de gaz naturel plus spécifiquement, de la concurrence et de l'équité entre des
9 « classes de tarifs ». L'article 49 se lit notamment comme suit :

« Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel, la Régie doit notamment:

[...]

6° tenir compte des coûts de service, des risques différents inhérents à chaque catégorie de consommateurs et, pour un tarif de gaz naturel, de la concurrence entre les formes d'énergie et de l'équité entre les classes de tarifs;

[...]»

10 Le cadre législatif en place invite donc à établir une tarification qui permette d'abord et avant
11 tout de rencontrer les dépenses reconnues nécessaires à la stabilité du distributeur et au
12 développement normal du réseau, incluant un rendement sur sa base de tarification, mais qui
13 tienne aussi compte des risques inhérents à chaque catégorie de consommateurs, de l'équité
14 entre les classes de clients, des aspects concurrentiels de la demande ainsi que du contexte
15 économique et social. Aussi, les tarifs et conditions établis doivent être justes et raisonnables¹³.

¹² *Loi sur la Régie de l'énergie*, article 51

• ¹³ *Loi sur la Régie de l'énergie*, article 49.

1 Dans sa décision établissant les principes de l'allocation des coûts en 1985 (ordonnance
2 G-429), la Régie de l'électricité et du gaz avait alors adopté un principe directeur, qui découlait
3 des articles de la Loi de l'époque. La Régie justifiait l'adoption de la causalité des coûts comme
4 grand principe directeur de la façon suivante :

« Il est donc possible de tenir compte, dans le cas particulier de ces classes tarifaires, du principe général énoncé par l'article 25 pour l'ensemble de l'entreprise selon lequel les prix ou taux ne doivent pas excéder ce qui est nécessaire pour rencontrer les dépenses et fournir un rendement raisonnable au distributeur, dans la mesure où ces dépenses de l'entreprise qu'il s'agit de recouvrer par les tarifs peuvent être attribuées objectivement aux diverses classes tarifaires.

La Régie estime qu'elle doit être guidée par l'application de ce principe général aux cas particuliers de chaque classe tarifaire pour satisfaire à l'équité entre les abonnés.

Cette approche est conforme à la jurisprudence réglementaire qui indique un net consensus à l'effet que chaque usager doit en principe payer les coûts occasionnés par la fourniture du service qu'il reçoit ainsi que sa quote part congrue du rendement accordé aux actionnaires.

Pour ces raisons, la Régie est d'avis qu'elle doit maintenir ce principe comme principal critère de l'établissement des tarifs et ce par opposition à d'autres critères auxquels d'aucuns attribueraient cette qualité de critère principal, tel que la qualité particulière de l'utilisateur, l'utilisation qu'il fait du gaz qu'il retire ou le niveau de concurrence d'autres combustibles, ces critères n'étant aucunement évoqués dans sa loi constitutive. »¹⁴

5 L'article 49 de la Loi accorde une latitude dans l'établissement des tarifs de distribution en ce
6 qu'il permet de tenir compte des risques pour les catégories de consommateurs et de la
7 concurrence pour les classes de clients. Malgré que le principe de causalité demeure essentiel
8 à l'allocation des coûts et soit un intrant important à l'établissement des structures tarifaires, il
9 ne doit pas être le seul critère à considérer.

3.2 LES PRINCIPES DIRECTEURS

10 Les économistes Marcel Boyer, Michel Truchon et Michel Moreau du centre de recherche
11 CIRANO ont récemment produit une étude exhaustive des différentes méthodes de répartition
12 des coûts¹⁵ et de la tarification des infrastructures¹⁶. Dans leur analyse, les économistes font un

¹⁴ Ordonnance G-429, page 57

¹⁵ Notons que les auteurs utilisent les termes de répartition des coûts et allocation des coûts alternativement. Ces deux notions se distinguent de ce que Gaz Métro appelle la répartition tarifaire qui correspond à la répartition des hausses tarifaires au sein des différents paliers tarifaires.

¹⁶ Boyer, Moreaux, Truchon, *Partage des coûts et tarification des infrastructures*, Centre interuniversitaire de recherche en analyse des organisations, 2006.

1 survol des méthodes de répartition des coûts et de leurs propriétés, les regroupant d'abord en
2 trois grandes familles, soit :

- 3 > La répartition selon une règle de proportionnalité,
- 4 > La répartition selon la théorie des jeux coopératifs (coût marginal);
- 5 > La répartition selon les règles de répartition séquentielle (serial cost sharing).

6 Les méthodes de répartition selon une règle de proportionnalité, qui donnent lieu à une
7 tarification dite des « coûts entièrement répartis » (fully distributed costs), sont les plus
8 anciennes de toutes les méthodes et sont celles qui sont encore très utilisées. La méthode
9 d'allocation décrite dans l'ordonnance G-429 de la Régie de l'électricité et du gaz ainsi que la
10 méthode d'allocation présentement appliquée chez Gaz Métro sont basées sur des règles de
11 proportionnalité. Selon cette approche, les coûts sont répartis proportionnellement entre les
12 classes de clients selon le nombre de clients, le volume, les revenus ou une quelconque règle
13 établie selon une combinaison de ces facteurs.

14 La répartition selon la théorie des jeux coopératifs considère le problème de répartition des
15 coûts sous l'angle d'un jeu coopératif où les joueurs cherchent à former des alliances de façon
16 à minimiser leurs coûts. Ces méthodes font intervenir la notion de coût marginal dans
17 l'allocation des coûts et dans la tarification. En Amérique du Nord la tarification au coût marginal
18 est peu utilisée.

19 Les règles de répartition séquentielles sont plus récentes ayant été développées dans les deux
20 dernières décennies. Avec les méthodes de ce type, toutes les entités se voient imputer une
21 part égale des coûts des infrastructures d'une capacité minimale tout juste suffisante pour
22 répondre aux besoins du groupe de clients ayant les plus petits besoins. Les clients ne pouvant
23 être desservis par cette capacité minimale se voient imputer, en plus, une part égale de
24 l'accroissement de coût qu'entraînerait une augmentation de la capacité suffisante pour
25 répondre à leur demande plus grande.

1 Dans leur étude, les économistes Boyer, Truchon et Moreau font une liste des différentes
2 propriétés des méthodes d'allocation des coûts qui sont considérées comme désirables, quelle
3 que soit la méthode de répartition retenue¹⁷ :

- 4 1. Traitement égalitaire des équivalents : une règle de partage devrait traiter de la
5 même façon les entités qui ont des demandes comparables ou identiques.
- 6 2. Le principe séquentiel : la contribution d'une entité ne devrait pas être affectée par
7 l'ampleur des demandes plus grandes que la sienne. En d'autres termes, dans les
8 projets où les économies d'échelle sont importantes, une entité ayant de gros
9 besoins peut souhaiter que ce ne soit pas les petits qui profitent, à ses dépens, des
10 économies d'échelle dont elle est responsable. Il devrait donc y avoir invariance des
11 contributions exigées des petits par rapport à l'ampleur des plus grandes demandes.
- 12 3. Traitement des agents négligeables : on ne devrait pas imputer une part de coût
13 positive à une entité qui a une demande nulle.
- 14 4. Monotonie : si les coûts devaient augmenter, la part des coûts attribuée aux
15 différentes catégories de clients ne peut diminuer. On devrait s'attendre à ce que les
16 entités paient davantage lorsqu'elles augmentent leurs exigences ou quand les coûts
17 augmentent.
- 18 5. Borne sur les contributions : Aucune entité ne devrait se voir imputer une part des
19 coûts supérieure à son coût de faire cavalier seul et chaque entité devrait payer au
20 moins son coût de faire cavalier seul.
- 21 6. Insensibilité aux unités de mesure : la part des coûts imputée à chaque entité ne doit
22 pas dépendre du choix des unités de mesure dans lesquelles on exprime la
23 demande.
- 24 7. Propriété de séparation : si les coûts peuvent être séparés selon les entités, il devrait
25 en être de même pour la répartition des coûts. Autrement dit, la part des coûts
26 imputée aux entités devrait correspondre aux coûts dont ils sont directement
27 responsables.

¹⁷ Boyer, Moreaux, Truchon, *Partage des coûts et tarification des infrastructures*, Centre universitaire de recherche en analyse des organisations, 2006, pages 88 à 99.

1 Les auteurs sur le sujet s'entendent sur le fait qu'il soit difficile et peut-être impossible de
2 développer une méthode d'allocation qui permettra de respecter l'ensemble de ces propriétés.
3 Mais il est important de les considérer lors de l'adoption d'une règle de partage,
4 particulièrement dans les cas du partage des coûts communs où l'allocation directe est
5 impossible. Il est important d'être conscient des propriétés qui sont priorisées et de celles qui
6 sont sacrifiées.

7 Dans un texte publié dans la revue *Energy Studies Review* les économistes Salant et Watkins
8 accordent une priorité à deux principes qu'ils qualifient de minimaux au regard de l'allocation
9 des coûts communs :

- 10 1. Coût de faire cavalier seul : le coût alloué à chaque client ne doit pas excéder son coût
11 de faire cavalier seul. Aussi, on ne devrait pas exiger davantage d'un regroupement de
12 clients que leur coût de faire cavalier seul.
- 13 2. Test du coût marginal : aucun groupe de clients ne devrait subventionner un autre
14 groupe. Les coûts alloués à chaque classe de clients doivent être au moins aussi élevés
15 que les coûts entraînés par l'ajout de cette classe à l'ensemble de la clientèle.

16 Selon ces auteurs, la règle de partage utilisée doit minimalement rencontrer ces deux critères
17 pour être considérée comme étant juste et équitable.

18 Ces auteurs identifient aussi d'autres principes de l'allocation des coûts qui sont désirables
19 quoique d'importance secondaire.

- 20 1. Condition de symétrie : les clients affectant les coûts de la même façon doivent se voir
21 allouer une même part des coûts.
- 22 2. Le principe de la décomposition : aucun client ne devrait avoir à contribuer aux coûts
23 reliés à des portions du réseau qu'il n'utilise pas. Seuls les clients qui utilisent les
24 composantes du réseau devraient contribuer à leurs coûts.
- 25 3. Monotonie : Si les coûts devaient augmenter, la part des coûts attribués aux différentes
26 catégories de clients ne peut diminuer.
- 27 4. Cohérence : Les principes appliqués à l'allocation des coûts entre les classes tarifaires
28 devraient aussi s'appliquer pour l'allocation des coûts entre les paliers tarifaire.

1 Le choix de la méthode d'allocation dépendra donc des propriétés auxquelles une priorité sera
2 accordée. Les auteurs qui se sont penchés sur la question des principes de l'allocation
3 s'entendent sur le fait qu'ils ne pourront tous être respectés et, conséquemment, devront être
4 priorisés.

« Policy makers' choice of a formula for allocating costs will depend on which fairness criteria they judge to be the most important at the time »¹⁸.

5 Idéalement, il y aurait lieu de prioriser les principes directeurs sur lesquels reposera l'allocation
6 des coûts avant d'en connaître l'effet sur la répartition entre les classes tarifaires et l'impact sur
7 les tarifs. Les auteurs Boyer, Moreaux et Truchon partagent cette vision.

« Idéalement, il faudrait faire le choix d'une méthode sur la base de ses propriétés, avant même de connaître les résultats qu'elle peut donner. Aussi, est-il important de chercher à départager les méthodes de répartition des coûts sur la base de propriétés générales qu'elles peuvent ou non partager »¹⁹

8 Dans les faits, cette approche pourrait sembler difficile à appliquer. Quoi qu'il en soit, il est
9 important de se familiariser avec les grands principes recherchés et de les garder en tête au
10 cours de la réflexion sur les changements envisagés.

11 Le Dr Overcast qui a guidé Gaz Métro dans sa réflexion s'exprimait comme suit sur les mérites
12 d'adopter des principes directeurs de l'allocation des coûts. Cette citation est puisée des notes
13 sténographiques de la récente cause établissant la méthodologie du coût de service d'Enbridge
14 Gas New Brunswick inc.

« I mean you are adopting principles here and if you are willing to stick to those principles down the road when the final cost of service study gets done there is not going to be a lot of argument over the results. »²⁰

15 Dans notre évaluation des différents choix concernant les allocations des coûts communs, il y
16 aura lieu de tenir compte des principes qui sont ou ne sont pas respectés. Il est important de
17 bien comprendre quels sont les principes priorisés et quels sont ceux qui sont sacrifiés ou
18 moins importants lorsqu'un choix de méthode est fait. D'ailleurs, dans sa décision G-429, la

¹⁸ Salant, Watkins, *Cost-Allocation principles for pipeline capacity and usage*, Energy studies review, volume 8, iss. 2, art. 5, 1996, page 94.

¹⁹ Boyer, Moreaux, Truchon, *Partage des coûts et tarification des infrastructures*, Centre universitaire de recherche en analyse des organisations, 2006, page 88.

²⁰ EGNB-2010-002, transcript, audience du 20 septembre 2010, page 256

1 Régie avait alors identifié certains principes d'allocation sur la base desquels elle avait évalué
2 les différentes méthodes d'allocation des coûts relatifs à la composante capacité des conduites
3 principales. Une attention particulière sera portée aux principes retenus lors de notre analyse
4 des changements envisagés.

3.3 L'ALLOCATION DES COÛTS CHEZ GAZ METRO

5 La méthodologie de l'étude d'allocation des coûts appliquée chez Gaz Métro est basée sur le
6 grand principe de la causalité des coûts. Selon ce principe, « *chaque classe tarifaire doit fournir*
7 *à l'entreprise ni plus ni moins que le revenu annuel requis pour rencontrer les dépenses*
8 *annuelles qu'elle occasionne et fournir un rendement raisonnable sur les investissements*
9 *engagés pour la desservir* »²¹. Ce principe a été entériné par la Régie dans le cadre de la cause
10 générique sur les principes d'allocation des coûts (décision G-429).

11 L'exercice d'allocation des coûts demande donc la meilleure compréhension possible de la
12 causalité des coûts. L'approche privilégiée consiste toujours à allouer directement les coûts aux
13 clients qui les ont causés lorsque cela est possible. Parfois, l'information disponible ne permet
14 pas une allocation directe ou la nature des coûts ne permet pas une allocation directe. Lorsque
15 l'allocation directe des coûts n'est pas possible, l'utilisation de facteurs de répartition est requise
16 et c'est le calcul de ces facteurs qui peut être controversé, particulièrement dans le cas de
17 l'allocation de coûts communs, tels les coûts des conduites principales.

18 L'objectif principal de l'allocation est de répartir les coûts de l'année témoin²² entre les différents
19 services et les différentes catégories de consommateurs le plus justement et raisonnablement
20 possible, en respectant le lien de causalité qui est le principe directeur de l'exercice. Le résultat
21 final permet :

- 22 > de connaître le coût de desservir chaque catégorie de consommateurs et déterminer le
23 coût unitaire pour chaque classe tarifaire et palier tarifaire;
- 24 > d'aider à la conception des tarifs. Lors de propositions tarifaires, Gaz Métro s'appuie,
25 entre autres choses, sur la structure des coûts; et

²¹G-429, page 61

²² L'année témoin correspond à l'année du dernier budget approuvé par la Régie

1 > d'évaluer le rapport des revenus sur les coûts par classe et palier tarifaire pour obtenir
2 une mesure de l'interfinancement. Le niveau d'interfinancement est mesuré par l'étude
3 d'allocation du coût de service déposée à la Régie de l'énergie dans le cadre du dossier
4 tarifaire de Gaz Métro.

5 La méthode d'allocation des coûts a été décrite en détail lors de la Cause tarifaire 2012²³. Dans
6 sa décision D-2011-182 la Régie s'était dite satisfaite de la démonstration des méthodes
7 d'allocation.

8 Les grandes étapes de l'allocation des coûts sont les trois suivantes :

- 9 > La fonctionnalisation des coûts;
- 10 > La classification; et
- 11 > L'allocation.

12 La **fonctionnalisation** des coûts attribue l'ensemble des dépenses à chacun des cinq services
13 offerts par Gaz Métro, soit la fourniture, la compression, le transport, l'équilibrage et la
14 distribution. Cette opération est réalisée par la direction budget au sein de Gaz Métro. Les
15 méthodes de fonctionnalisation sont approuvées par la Régie. À l'issue de cet exercice, le coût
16 total à recouvrer pour chacun des services offerts est connu et c'est sur cette base que les tarifs
17 pour ces services respectifs sont déterminés. Notamment, les tarifs du service de distribution
18 sont déterminés de façon à recouvrer le coût total attribué au service de distribution.

19 En second lieu, la **classification** des comptes consiste à regrouper les comptes selon leur lien
20 de causalité. Dans les cas où une attribution directe peut être faite, aucun facteur d'allocation
21 n'est requis puisque les coûts sont alloués à la classe tarifaire correspondante. C'est le cas des
22 branchements et des compteurs, par exemple. Lorsque l'allocation directe n'est pas possible,
23 un facteur d'allocation est identifié. L'étape de la classification consiste donc à déterminer le lien
24 de causalité et identifier le facteur adéquat pour l'allocation des coûts de chaque compte. Les
25 coûts peuvent être alloués soit :

- 26 1. directement aux clients concernés;

²³ R-3752-2011, Gaz Métro-13, Document 8

- 1 2. selon les proportions relatives des différentes classes de clients par rapport à la pointe
2 de consommation des clients (capacité, demande, CU);
- 3 3. selon les proportions relatives des différentes classes de clients par rapport au nombre
4 de clients;
- 5 4. selon les proportions relatives des différentes classes de clients par rapport à la
6 consommation (volume); et
- 7 5. selon les proportions relatives des différentes classes de clients par rapport au revenu
8 généré.

9 En dernier lieu, les facteurs de répartition sont calculés avec les données appropriées ou mises
10 à jour et ensuite sont affectés aux différents budgets afin de déterminer la portion des coûts,
11 pour chaque compte, qui est attribuable à chaque catégorie tarifaire. Dans certains cas,
12 l'allocation tient compte de différences régionales. C'est l'étape de l'**allocation**. Les facteurs
13 d'allocation se regroupent de la façon suivante :

- 14 1. Facteurs de base : ces facteurs sont déterminés soit en fonction du nombre relatif de
15 clients par classe tarifaire, de la demande relative, des volumes ou des revenus
16 attribuables, en proportion, aux différentes classes tarifaires.
- 17 2. Les facteurs mixtes ou spéciaux : ces facteurs sont formulés à partir de la combinaison
18 de deux ou trois facteurs de base.
- 19 3. Les facteurs dérivés : ces facteurs sont déterminés à partir de la répartition d'un
20 ensemble de coûts.

21 Un tableau présentant la liste des coûts de distribution, ainsi que les facteurs d'allocation
22 correspondants, a été présenté dans le cadre du dossier tarifaire 2014, à la pièce portant sur
23 l'allocation des coûts.²⁴

²⁴ R-3837-2013, B-0164, Gaz Métro-14, Document 2, pages 6 à 9

4 SOMMAIRE DES OBSERVATIONS DU DR OVERCAST CONCERNANT L'ALLOCATION DES COÛTS

1 Dans la cadre de sa réflexion sur l'exercice d'allocation des coûts, Gaz Métro a fait appel au
2 Dr Edward Overcast de la firme Black&Veatch qui a révisé la méthode d'allocation des coûts de
3 Gaz Métro ainsi que la structure tarifaire et a fait ses recommandations. Dr Overcast, dont le
4 parcours de carrière est présenté à l'annexe 1, propose un tout intégré qui lie les grands
5 principes de l'allocation des coûts à la segmentation de la clientèle, le tout menant à une
6 structure tarifaire conséquente. Notons que le Dr Overcast a une très longue expérience de
7 l'accompagnement de distributeurs réglementés et a développé un modèle dont se sont inspirés
8 plusieurs organismes réglementaires à travers l'Amérique du Nord. Les recommandations de
9 Dr Overcast, docteur en économie sont donc connues et reconnues dans le milieu de
10 l'entreprise réglementée.

11 Gaz Métro porte donc une attention très intéressée aux recommandations de son consultant
12 sans toutefois y adhérer sans une réflexion et une analyse rigoureuse.

13 Le Dr Overcast porte d'abord un regard sur la méthode d'allocation des coûts et propose des
14 modifications assez fondamentales. Principalement, il suggère des changements importants à
15 la méthode d'allocation des conduites principales. Selon le Dr Overcast, la composante
16 «accès» des coûts des conduites principales, qui est estimée selon la méthode de l'intercepte
17 zéro présentement, doit être estimée selon une approche alternative qui est basée sur
18 l'évaluation du coût d'un réseau minimal. Aussi, le Dr Overcast propose que la composante
19 «capacité» du coût des conduites soit allouée selon un facteur d'allocation qui n'est pas
20 construit à partir des volumes consommés comme c'est le cas présentement. Le consultant
21 soumet qu'il n'y a pas de lien de causalité entre les volumes consommés et les coûts du réseau
22 et donc que la méthode employée présentement qui est basée sur la capacité allouée et
23 utilisée, n'est pas correcte d'un point de vue théorique et empirique.

« As will be demonstrated below, volumetric use cannot be a cause for investment in capacity from either a theoretical or empirical basis. »²⁵

24 Les recommandations du Dr Overcast feront l'objet d'une analyse qui permettra d'en connaître
25 la portée et d'en apprécier les répercussions tarifaires.

²⁵ Black&Veatch, *Review of Gaz Metro's cost of service and rate design*, page 8

1 Le Dr Overcast part de l'observation première à l'effet que les demandes d'une très grande part
2 de la clientèle peuvent être desservies à partir d'un réseau minimal composé entièrement de
3 conduites d'un petit diamètre, en l'occurrence ici, de conduites de plastique d'un diamètre de
4 2 pouces. Le coût de desservir cette première classe de la clientèle qui est composée de tous
5 les clients résidentiels et d'une certaine part des clients commerciaux à petits débits est donc le
6 même, quel que soit le volume retiré par ces clients. Le coût moyen de desservir ces clients est
7 le même car l'équipement requis pour satisfaire à ces demandes est le même.

« all customers in a class are able to be served by the minimum size of mains installed leads to the conclusion that the average cost of mains to provide delivery service to residential and small service general customers is the same regardless of the design day peak demand or the commodity consumption of the customer. In addition, since LDCs use the same meter, regulator and service for residential and the smallest general service customers, the delivery cost for these customers is also the same. »²⁶

8 Le Dr Overcast propose donc que la segmentation de la clientèle tienne compte principalement
9 de cette caractéristique et inclut donc, dans une première classe tarifaire, tous les clients dont
10 les demandes peuvent être desservies par un réseau minimal de conduites de 2 pouces de
11 diamètre. Il y a donc un lien direct entre l'allocation du coût des conduites principales et la
12 segmentation de la clientèle pour des fins tarifaires. Le consultant propose de créer trois grands
13 segments à l'intérieur de la classe tarifaire actuelle D_1 , qu'il définit, pour le moment, de la façon
14 suivante :

« Small General Service rate D_0 for customers with annual volumes of approximately 0 to 36,500 m^3 ; Mid General service D_1 for customers with annual volumes greater than 36,500 to approximately 365,000 m^3 ; and Large General service D_2 for customers with annual consumption larger than 365,000 m^3 . »²⁷

15 Étant donné que le réseau minimal composé de conduites de 2 pouces de diamètre a la
16 capacité de répondre à la totalité de la demande de la première classe de clients, c'est-à-dire
17 les clients dont les volumes annuels de consommation n'excèdent pas 36 500 m^3 , l'allocation
18 des coûts liés aux conduites principales à cette première classe de la clientèle n'a pas à
19 comporter de composante « capacité ». C'est ainsi que le Dr Overcast propose de corriger le
20 biais qui découle de l'utilisation de la méthode du réseau minimal pour l'allocation des coûts des
21 conduites principales.

²⁶ Black&Veatch, *Review of Gaz Metro's cost of service and rate design*, page 8

²⁷ Black&Veatch, *Review of Gaz Metro's cost of service and rate design*, page 29

« When allocating the minimum system component to the smallest customers also serves the class design day demand, there is no need to allocate any additional distribution capacity costs to the smallest customer class based on demand. Thus the demand cost equal to the main cost not included in the customer component is allocated to the remaining classes based on design day demand. »²⁸

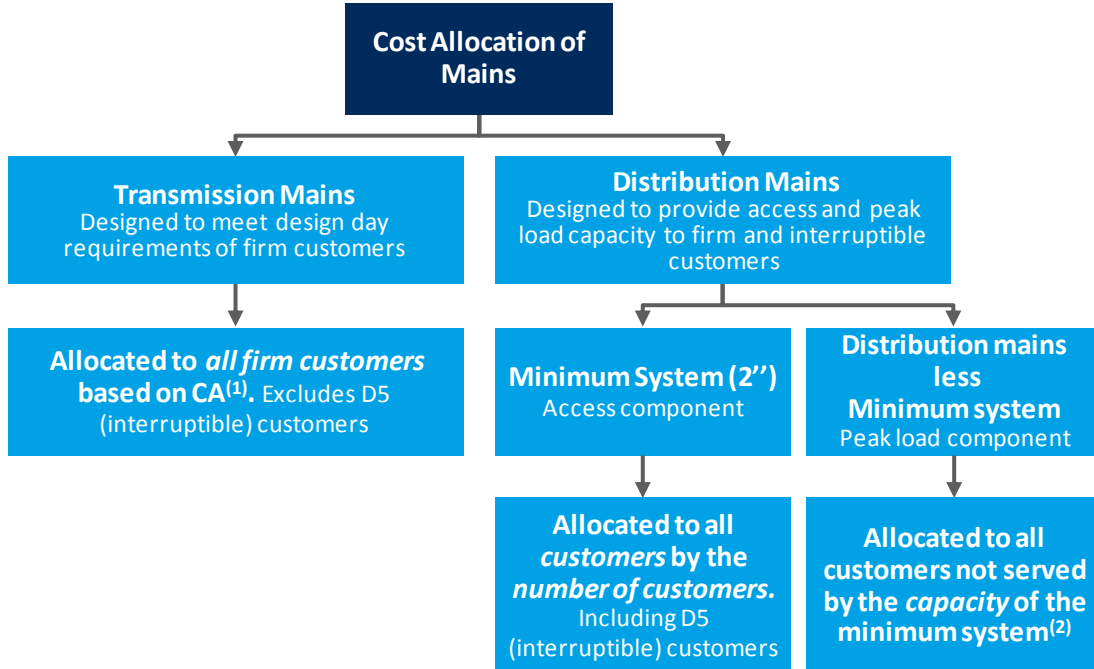
1 Le Dr Overcast met une emphase sur le fait que les économies d'échelles sont telles que le
2 coût moyen de desservir les clients à plus haut volume est beaucoup plus faible que celui des
3 clients à plus faible volume qui composeraient la première classe tarifaire. Il en est ainsi parce
4 que le fait de doubler le diamètre des conduites (installer des conduites de 4 pouces plutôt que
5 de 2 pouces de diamètre) multiplie au quintuple la capacité de livraison et n'a qu'un effet
6 marginal sur le coût du réseau.

« 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. The resulting cost causation implies that larger customers impose lower per unit costs for design day capacity on the distribution system than do smaller customers. »²⁹

7 Ainsi le coût moyen pour les clients à haut volume dont on ne peut satisfaire la demande avec
8 un réseau minimal de conduites de diamètre de 2 pouces, sera plus faible que le coût moyen
9 des clients de la première classe tarifaire. Cette caractéristique devrait avoir des répercussions
10 sur la structure tarifaire selon le Dr Overcast. Le schéma suivant, tiré du rapport de l'expert,
11 illustre sa recommandation concernant l'allocation des coûts des conduites principales.

²⁸ Black&Veatch, *Review of Gaz Metro's cost of service and rate design*, page 8

²⁹ Black&Veatch, *Review of Gaz Metro's cost of service and rate design*, page 10

**Notes:**

- (1) CA (Capacity Attributed) is the measure of the design day capacity required to meet the firm load obligation on the coldest day expected for the system. Also referred to as Maximum Design Day (MDD)
- (2) Uses CA for firm customers and maximum D1 over 36,500 m³, D3, D4, and peak load for D5 (interruptible)

Source : Black&Veatch, *Review of Gaz Metro's cost of service and rate design*, page 19

- 1 Le consultant propose donc que la méthode du coût du réseau minimal soit utilisée plutôt que la
- 2 méthode de l'intercepte zéro pour estimer la composante « accès » du coût des conduites
- 3 principales et que la composante « capacité » ne soit allouée qu'aux classes tarifaires à plus
- 4 haut volume ne pouvant être desservies par un réseau minimal de conduites de 2 pouces de
- 5 diamètre. Il propose aussi que la composante « capacité » soit allouée non pas en fonction de la
- 6 CAU, qui est déterminée en partie par les volumes consommés, mais uniquement en fonction
- 7 d'une mesure de la demande quotidienne maximale (maximum daily demand). Notons que le
- 8 Dr Overcast propose que la pointe non coïncidente de la clientèle du service interruptible soit
- 9 utilisée pour prendre compte de la capacité allouée à ces clients.

1 « However, Black & Veatch does not agree with the determination of the demand
2 component. Gaz Metro uses the Capacity Attributed and Used (CAU) method for
3 determining capacity allocation. The CAU method includes a volumetric component that
4 as previously discussed is not appropriate for allocation of distribution mains. The correct
5 method would be to only use Capacity Attributed (CA) based on maximum daily demand
6 (MDD). »³⁰

7 Ces recommandations portant sur l'allocation des coûts des conduites principales et la
8 segmentation de la clientèle qui en découle tout naturellement se traduisent en une tarification
9 propre aux caractéristiques de chacun des trois grands segments de la clientèle de la classe
10 tarifaire actuelle D₁. Les propositions du Dr Overcast traitant de la tarification seront présentées
11 ultérieurement dans le second volet de la réflexion.

12 Le Dr Overcast s'est penché sur d'autres aspects du processus d'allocation des coûts et de la
13 tarification et a produit des suggestions qui sont intéressantes, mais d'une moindre importance.
14 Gaz Métro a évalué les recommandations principales et secondaires de son consultant
15 Dr Overcast et produira les analyses qui lui permettront de prendre position et soumettre, ou
16 non, des propositions de changements au-delà de la plus importante sur les conduites
17 principales.

³⁰ Black&Veatch, *Review of Gaz Metro's cost of service and rate design*, page 17

5 ALLOCATION DES CONDUITES PRINCIPALES

5.1 CARACTERISTIQUES DU RESEAU DE CONDUITES PRINCIPALES

1 Les conduites principales incluses dans la base de tarification se distinguent en trois grandes
2 catégories selon leur fonction et selon la pression du gaz qu'on y achemine :

3 1. Les conduites de distribution acheminent le gaz naturel des postes de détente jusqu'aux
4 branchements des clients. La pression dans les conduites de distribution est comprise
5 entre 0 et 700 kPa.

6 2. Les conduites d'alimentation servent à la fois à la livraison du gaz naturel aux clients à
7 plus grand volume et à la livraison du gaz naturel des postes de livraison aux postes de
8 détente. Les conduites d'alimentation ont une pression comprise entre 1 000 et 2 900
9 kPa. Les conduites d'alimentation sont de diamètres variables et ne sont pas
10 nécessairement plus larges que les conduites de distribution qui acheminent le gaz
11 naturel des postes de détente aux branchements des clients.

12 3. Les conduites de transmission sont généralement d'un diamètre plus large que les deux
13 autres catégories et achemine le gaz à une pression comprise entre 4 400 et 9 928 kPa
14 jusqu'au poste de livraison³¹.

15 Pour l'année 2012/2013, selon les données du département d'ingénierie de Gaz Métro, les
16 conduites de distribution représentent 74 % du réseau, tandis que les conduites d'alimentation
17 et de transmission représentent respectivement 18,4 % et 7,6 % du total des mètres linéaires
18 de toutes les conduites du réseau. Les conduites sont en plastique (59,4 % du total des mètres
19 linéaires), en acier (40,5 % du total des mètres linéaires) ou en aluminium (0,1 %). Elles sont
20 d'un diamètre variable mais la plupart sont soit de 60,3 mm (25 %), 114,3 mm (30 %) ou de
21 168,3 mm (18 %) de diamètre. Les tableaux des pages suivantes présentent le portrait des
22 principales caractéristiques du réseau actuel.

23 Il est intéressant d'observer que les conduites de distribution sont en majorité (80 %) des
24 conduites de plastique et sont de toutes tailles. Vingt pour cent (20 %) des conduites de
25 distribution sont en acier. Par ailleurs, toutes les conduites d'alimentation ou presque (99,8 %)
26 sont des conduites d'acier de toutes tailles.

³¹ Il n'y a pas de conduites qui acheminent le gaz à des niveaux de pression compris entre 700 et 1000 kPa ou entre 2900 et 4400 kPa.

Caractéristiques principales du réseau – 2012/2013

	Diamètre (mm)	Longueur (mètres)	Proportion	Proportion
Conduites de distribution				
Acier	26,7	5 031	0,1 %	0,0 %
	33,4	28 106	0,4 %	0,3 %
	42,2	26 326	0,3 %	0,3 %
	48,3	97 293	1,3 %	0,9 %
	60,3	317 847	4,1 %	3,1 %
	88,9	201 668	2,6 %	1,9 %
	114,3	348 989	4,5 %	3,4 %
	168,3	310 381	4,0 %	3,0 %
	219,1	129 675	1,7 %	1,2 %
	273,1	6 865	0,1 %	0,1 %
	323,9	28 777	0,4 %	0,3 %
406,4	11 270	0,1 %	0,1 %	
Total Acier		1 512 228	19,7 %	14,6 %
Plastique	26,7	362	0,0 %	0,0 %
	42,2	281 133	3,7 %	2,7 %
	60,3	2 237 170	29,1 %	21,6 %
	88,9	196 174	2,6 %	1,9 %
	114,3	2 431 771	31,7 %	23,4 %
	168,3	953 548	12,4 %	9,2 %
	219,1	64 475	0,8 %	0,6 %
Total Plastique		6 164 632	80,3 %	59,4 %
Total Distribution		7 676 861	100,0 %	74,0 %

Source : Service de l'ingénierie, Gaz Métro, fichier année-2012-2013

Demande portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro, R-3867-2013

	Diamètre (mm)	Longueur (mètres)	Proportion	Proportion
Conduites d'alimentation				
Acier	21,3	11	0,0 %	0,0 %
	26,7	61	0,0 %	0,0 %
	33,4	4	0,0 %	0,0 %
	42,2	100	0,0 %	0,0 %
	60,3	7 003	0,4 %	0,1 %
	88,9	8 436	0,4 %	0,1 %
	114,3	284 933	14,9 %	2,7 %
	168,3	529 491	27,7 %	5,1 %
	219,1	313 800	16,4 %	3,0 %
	273,1	278 290	14,6 %	2,7 %
	323,9	151 122	7,9 %	1,5 %
	406,4	244 717	12,8 %	2,4 %
	508,0	51 180	2,7 %	0,5 %
610,0	18 280	1,0 %	0,2 %	
762,0	8 104	0,4 %	0,1 %	
Total Acier		1 895 533	99,3 %	18,3 %
Aluminium	48,3	2 201	0,1 %	0,0 %
	60,3	167	0,0 %	0,0 %
	88,9	11 122	0,6 %	0,1 %
Total Aluminium		13 489	0,7 %	0,1 %
Total Alimentation		1 909 022	100,0 %	18,4 %

Source : Service de l'ingénierie, Gaz Métro, fichier année-2012-2013

	Diamètre (mm)	Longueur (mètres)	Proportion	Proportion
Conduites de transmission				
Acier	60,3	1 066	0,1 %	0,0 %
	114,3	23 485	3,0 %	0,2 %
	168,3	61 559	7,8 %	0,6 %
	219,1	158 135	20,0 %	1,5 %
	273,1	83 459	10,6 %	0,8 %
	323,9	65 084	8,2 %	0,6 %
	406,4	382 757	48,5 %	3,7 %
	508,0	13 723	1,7 %	0,1 %
Total Transmission		789 269	100,0 %	7,6 %
Total général		10 375 151		100,0 %

Source : Service de l'ingénierie, Gaz Métro, fichier année-2012-2013

Conduites selon le diamètre

Diamètre (mm)	Somme des longueurs (mètres)	Pourcentage
21,3	11,2	0,0 %
26,7	5 453,69	0,1 %
33,4	28 109,99	0,3 %
42,2	307 558,28	3,0 %
48,3	99 494,16	1,0 %
60,3	2 563 253,16	24,7 %
88,9	417 400,94	4,0 %
114,3	3 089 177,75	29,8 %
168,3	1 854 979,17	17,9 %
219,1	666 084,95	6,4 %
273,1	368 614,04	3,6 %
323,9	244 983,31	2,4 %
406,4	638 744,32	6,2 %
508	64 902,44	0,6 %
610	18 279,56	0,2 %
762	8 104,32	0,1 %
Total général	10 375 151,3	100,0 %

Source : Service de l'ingénierie, Gaz Métro, fichier année2012-2013

Conduites selon la pression

Type de conduites	Pression (kPa)	Somme des longueurs (mètres)	Pourcentage
Distribution	Moins de 1000 kPa	7 676 860,7	74,0%
Alimentation	De 1000 à 2400 kPa	1 575 895,8	15,2%
	Plus de 2400 kPa à 4400 kPa	333 126,21	3,2%
Transmission	Plus de 4400 kPa	789 268,57	7,6%
	Total des conduites	10 375 151,3	100,0%

Source : Service de l'ingénierie, Gaz Métro, fichier année-2012-2013

Conduites selon le matériau

Matériaux	Type de conduites	Longueur (mètres)	Proportions
Acier	Distribution	1 512 228	14,6 %
	Alimentation	1 895 533	18,3 %
	Transmission	789 269	7,6 %
	Total acier	4 197 029	40,5 %
Aluminium	Alimentation	13 489	0,1 %
	Total aluminium	13 489	0,1 %
Plastique	Distribution	6 164 632	59,4 %
	Total plastique	6 164 632	59,4 %
Total général		10 375 151	100,0 %

Source : Service de l'ingénierie, Gaz Métro, fichier année-2012-2013

5.2 RAPPEL DES PRINCIPES D'ALLOCATION DES CONDUITES PRINCIPALES

1 Les coûts de distribution liés aux conduites, c'est-à-dire les dépenses d'exploitation liées aux
 2 conduites principales, l'amortissement de celles-ci ainsi que le rendement sur la valeur non
 3 amortie de ces conduites ne peuvent faire l'objet d'une allocation directe des coûts étant donné
 4 qu'on ne peut isoler le ou les clients spécifiques qui ont causé ces dépenses. Un facteur
 5 d'allocation reflétant le mieux possible le lien de causalité doit donc être utilisé pour l'allocation
 6 des dépenses annuelles liées aux conduites principales. Le facteur d'allocation CONDPRIN a
 7 été élaboré pour cette fonction³².

8 La méthode d'allocation présentement appliquée est basée sur l'idée que le réseau de
 9 distribution répond à deux fonctions distinctes :

- 10 > La fonction de permettre l'accès au réseau gazier aux clients qui y sont raccordés. Une
 11 partie des coûts de distribution liés au réseau découle du fait que l'on donne accès au
 12 réseau de gaz naturel à la clientèle, quel que soit le volume de gaz naturel qui pourrait
 13 être consommé. Cette composante du facteur d'allocation se nomme la composante
 14 « abonnés » ou « accès » et elle est allouée entre les différentes classes de clients en
 15 fonction de leur nombre relatif.

³² Le facteur d'allocation CONDPRIN est décrit en détail à l'annexe A de Gaz Métro-13, Document 8, R-3752-2011.

1 > La fonction d'effectuer la livraison des débits de gaz requis par les clients au cours de
2 l'année. Une partie des coûts du réseau de distribution dépend de la capacité de gaz
3 naturel à laquelle la clientèle a accès. Cette composante des coûts de distribution liés au
4 réseau est désignée sous le nom de composante « capacité » et est allouée entre les
5 différentes classes de clients en fonction de leur demande quotidienne maximale et de
6 leur volume de consommation respectifs.

7 Une étape importante du processus d'allocation des coûts liés au réseau de distribution
8 consiste donc à déterminer le poids relatif des composantes accès et capacité respectivement.
9 La méthode acceptée et utilisée par Gaz Métro est d'estimer d'abord l'importance des coûts liés
10 à la composante accès. Ensuite, la composante capacité est déduite en soustrayant cette
11 composante accès estimée des coûts de distribution totaux liés au réseau.

12 Deux méthodes sont largement acceptées pour établir les coûts liés à la fonction accès.

13 1- La méthode dite de l'intercepte zéro consiste à estimer par régression linéaire quel
14 serait le coût de la mise en terre d'un réseau de distribution qui n'aurait aucune capacité
15 de livrer du gaz, c'est-à-dire dont les conduites principales auraient un diamètre de zéro
16 millimètre. Cette méthode consiste à établir quelle est la valeur de l'intercepte d'une
17 droite de régression qui met en relation une variable dépendante désignant le coût des
18 conduites principales et le diamètre des conduites.

19 2- La méthode dite du système minimal ou du réseau minimal³³ consiste à estimer, à partir
20 de données comptables, quel serait le coût d'un système minimal, c'est-à-dire de la plus
21 petite dimension. Les caractéristiques de ce système hypothétique de la plus petite
22 dimension sont déterminées en fonction soit des pratiques courantes ou de l'historique
23 du réseau. Le Dr Overcast propose que l'on définisse le réseau minimal comme étant
24 composé de conduites de plastique de 2 pouces de diamètre.

25 Dans sa décision G-429 de 1985, la Régie avait considéré que la méthode du système minimal
26 attribuait une double allocation des coûts pour un client dont le débit pouvait être livré par un
27 tuyau de diamètre minimal.

³³ « minimum system »

« En effet, selon cette méthode tous les abonnés se voient attribuer, d'abord une portion identique des coûts relatifs à un réseau de deux pouces et ensuite une quote-part du coût de la fonction "livraison" établie proportionnellement à leurs débits respectifs. Or, ce réseau de deux pouces ayant une certaine capacité de livraison dont le coût se trouve compris dans la "composante abonné", déterminée selon la méthode décrite ci-devant, l'abonné dont le débit peut être livré par un tuyau de deux pouces subit une double allocation. »³⁴

1 La Régie avait donc écarté la méthode du système minimal puisqu'elle ne permet pas de
2 distinguer parfaitement les coûts liés à la composante accès de ceux liés à la composante
3 capacité. Selon cette approche, les coûts liés à la composante accès incluront une partie des
4 coûts liés à la capacité. Cette lacune, reconnue par tous les auteurs sur le sujet, peut toutefois
5 être compensée comme le proposent certains experts sur la question. Le Dr Overcast propose
6 lui aussi une mesure pour compenser ce biais dans sa recommandation à Gaz Métro.

7 La critique principale formulée à l'égard de l'approche de l'intercepte zéro retenue en 1985 et
8 encore appliquée aujourd'hui par Gaz Métro est que, malgré que celle-ci soit conceptuellement
9 rigoureuse, son application comporte des difficultés qui rendent les résultats peu fiables d'un
10 point de vue statistique. Aussi, des résultats incohérents peuvent résulter du manque de
11 données adéquates, de l'usage de données comptables qui ne sont pas suffisamment adaptées
12 pour l'extrapolation statistique, ou d'une formulation du modèle de régression qui ne permet pas
13 des résultats statistiquement solides.

14 L'expérience de Gaz Métro a d'ailleurs démontré que l'application de la méthode de l'intercepte
15 zéro pouvait présenter des difficultés qui rendaient les résultats difficiles à interpréter. Par
16 exemple, en 1997 la Régie a approuvé des modifications à la méthode de l'intercepte zéro pour
17 corriger un biais qui menait à une surévaluation du coût d'un réseau de diamètre zéro.

« La première amélioration porte sur le calcul de base de la conduite requise pour raccorder les clients. Ce coût est actuellement surévalué puisqu'il est supérieur au coût d'une conduite de 2 pouces de diamètre, laquelle serait suffisante non seulement pour raccorder les clients mais également pour satisfaire la consommation annuelle et de pointe de bon nombre des plus petits clients. La méthode actuelle surestime donc les coûts alloués aux plus petits clients, essentiellement des clients résidentiels. La méthode proposée corrige cette lacune. »³⁵

³⁴ Ordonnance G-429, page 75

³⁵ R-3323-94, GMi-1, Document 1.1, page 9

1 Aussi, en raison de la croissance inégale de la clientèle résidentielle, commerciale et industrielle
2 dans les différentes régions du territoire de Gaz Métro, il fut proposé de calculer le coût des
3 conduites de diamètre zéro par région.

4 La décision D-97-95 de la Régie approuvait donc la demande de produire l'allocation des
5 conduites principales par région et d'utiliser le diamètre des conduites en remplacement du
6 diamètre au carré comme variable explicative dans les régressions linéaires utilisées aux fins
7 de calculer le coût d'un réseau de distribution de diamètre zéro.³⁶

8 Étant donné que le Dr Overcast recommande une allocation des coûts des conduites
9 principales basée sur la méthode du réseau minimal, il y a lieu de porter un regard critique sur
10 l'application de la méthode de l'intercepte zéro.

5.3 ÉVALUATION DE LA COMPOSANTE ACCÈS DU COUT DES CONDUITES PRINCIPALES

11 Présentement le modèle utilisé pour l'estimation de la valeur d'un réseau de diamètre zéro est
12 la suivante :

$$\text{Coût linéaire moyen des conduites} = \text{Constante} + \beta \text{ diamètre des conduites}$$

13 Une régression linéaire est effectuée pour connaître la valeur de la constante qui correspond au
14 coût d'une conduite ayant un diamètre de zéro. Ce coût est ensuite multiplié par le nombre de
15 mètres linéaires de conduites pour obtenir le coût total, en dollars constants, d'un réseau
16 composé de conduites de diamètre zéro donc n'ayant aucune capacité de livrer du gaz. Ce coût
17 correspond à la composante « accès » des coûts liés au réseau de conduites.

18 Conformément à l'ordonnance G-429, la composante accès est répartie entre les classes
19 tarifaires en fonction du nombre de clients. La composante « capacité » est allouée selon une
20 formule qui tient compte du volume utilisé et de la capacité attribuée (capacité allouée et
21 utilisée).

22 Malgré les ajustements qui ont été apportés en 1997, l'expérience des dix dernières années
23 démontre qu'il demeure des difficultés dans l'application de la méthode de l'intercepte zéro. Ces
24 difficultés sont suffisamment importantes pour nous amener à questionner la fiabilité des

³⁶ D-97-47, page 23.

1 résultats qui ont été obtenus et nous inviter à envisager soit des ajustements à la méthode ou
2 un changement vers une approche alternative comme celle que propose le Dr Overcast.

3 Après analyse des résultats obtenus pas cette approche au cours des cinq dernières années,
4 Gaz Métro identifie trois préoccupations par rapport à la méthode de l'intercepte zéro qu'elle
5 applique.

5.3.1 La qualité des données disponibles et le faible nombre d'observations

6 L'estimation de la valeur de l'intercepte est effectuée à partir de données comptables qui
7 ne sont pas toujours appropriées pour le calcul du coût unitaire des conduites étant donné
8 que certaines entrées effectuées à des fins comptables viennent biaiser les résultats de
9 notre modèle. Par exemple, certaines entrées comptables indiquent une valeur capitalisée
10 négative ou des longueurs de conduites nulles. Ces entrées doivent être retirées de la
11 base de données à partir de laquelle on effectue la régression linéaire sous peine
12 d'obtenir des résultats difficiles à interpréter.

13 Afin de pallier cette lacune au niveau des données, le coût linéaire moyen des conduites
14 est obtenu par le rapport de la somme du coût capitalisé de toutes les conduites et la
15 somme des mètres linéaires des conduites.

16
17 Coût moyen des conduites :
$$\frac{\text{Valeur de l'ensemble des conduites d'un diamètre } i}{\text{Somme des longueurs de toutes les conduites d'un diamètre } i}$$

18

19 Cette sommation des valeurs permet d'atténuer l'impact de certaines incohérences dans
20 la base de données. Le modèle de régression n'est donc pas appliqué sur le coût par
21 mètre linéaire de chacune des conduites mais sur un nombre plus restreint de données
22 étant donné qu'il y a autant de points pour la régression qu'il y a de conduites de différents
23 diamètres. Le nombre d'observations disponibles et le nombre de degrés de liberté étant
24 petits, nous ne pouvons obtenir des résultats toujours significatifs d'un point de vue
25 statistique³⁷.

³⁷ Le nombre de points utilisés pour une régression détermine les degrés de liberté qui eux entrent dans l'application des tests d'hypothèse et de la statistique t de student.

- 1 Le tableau suivant présente le nombre d'observations pour la régression de chacune des
 2 six régions au cours des dernières années. On note le faible nombre d'observations et,
 3 conséquemment, de degrés de liberté, disponible pour l'estimation du modèle.

Données relatives aux régressions permettant d'estimer l'Intercepte 0

Années	Nombre d'observations	Degrés de liberté
2006-2007		
Montréal	12	11
Abitibi	9	8
Mauricie	9	8
Estrie	8	7
Québec	9	8
Saguenay	7	6
2009-2010		
Montréal	12	11
Abitibi	9	8
Mauricie	9	8
Estrie	8	7
Québec	9	8
Saguenay	7	6
2012-2013		
Montréal	12	11
Abitibi	9	8
Mauricie	10	9
Estrie	8	7
Québec	9	8
Saguenay	7	6

Source : Service de la Tarification, Gaz Métro

5.3.2 La validité statistique des résultats

- 4 Deux tests statistiques sont communément utilisés pour évaluer la validité statistique d'un
 5 modèle.

1 > Le R^2 représente la proportion des variations de la valeur dépendante qui sont
2 expliquées par le modèle. Plus il s'approche de la valeur 1, plus le modèle est
3 intéressant. Par exemple, un R^2 de ,88 indiquera que 88 % des variations du coût
4 unitaire sont expliquées par la variable diamètre. Plus le R^2 s'éloigne de 100 %,
5 moins le modèle est complet.

6 Le R^2 est un indicateur simple et intéressant, mais qui comporte des limites. Il ne
7 permet pas de savoir si le modèle est statistiquement pertinent pour expliquer les
8 valeurs de la variable dépendante. Nous devons aussi effectuer un test
9 d'hypothèse pour vérifier que la liaison mise en évidence avec la régression n'est
10 pas un simple artefact.

11 > La statistique du test de Student permet de tester l'hypothèse selon laquelle la
12 valeur des coefficients de régression n'est pas significativement différente de 0. La
13 valeur que doit atteindre le test de Student pour que l'on puisse rejeter l'hypothèse
14 nulle dépend du nombre d'observations et du niveau de confiance recherché (de
15 90 % à 99 % en général). En pratique, la valeur critique oscille le plus souvent
16 autour de 2. Or les résultats obtenus au cours des années ne permettent pas
17 toujours de rejeter l'hypothèse que l'intercepte ait une valeur différente de zéro. La
18 valeur P est souvent un complément qui permet d'interpréter plus facilement le test
19 de Student. Cette statistique, donne la probabilité que le coefficient ait une valeur
20 nulle compte tenu de la valeur de la statistique t. Par exemple, lorsque la valeur P
21 = 0,37, c'est qu'il y a 37 chances sur 100 pour que la vraie valeur du coefficient en
22 question soit nulle. Lorsque la valeur excède 0,05, on ne peut rejeter l'hypothèse
23 nulle avec un niveau de confiance de 95 degrés.

24 Le tableau suivant présente les statistiques obtenues par la méthode de l'intercepte zéro
25 lors des causes tarifaires antérieures. On observe que la valeur du t-Student ne permet
26 pas de rejeter l'hypothèse nulle dans plusieurs cas (valeur P soulignée).

Estimation de la valeur de l'intercepte

Années	Intercepte	t- student	Valeur P	R ²
2006-2007				
Montréal	42,35	2,72	0,0214	0,7207
Abitibi	19,76	2,31	<u>0,0545</u>	0,9547
Mauricie	10,39	1,13	<u>0,2964</u>	0,9896
Estrie	47,36	2,25	<u>0,0655</u>	0,8334
Québec	75,98	2,59	0,0357	0,8029
Saguenay	52,59	3,38	0,0196	0,9039
2009-2010				
Montréal	40,88	2,53	0,0301	0,7080
Abitibi	20,00	2,32	<u>0,0536</u>	0,9541
Mauricie	11,25	1,16	<u>0,2825</u>	0,9885
Estrie	47,20	2,24	<u>0,0662</u>	0,8339
Québec	75,89	2,59	0,0361	0,8026
Saguenay	52,91	3,39	0,0195	0,9028
2012-2013				
Montréal	40,43	2,39	0,0376	0,6826
Abitibi	20,20	2,61	0,0350	0,9632
Mauricie	11,54	0,34	<u>0,7449</u>	0,8391
Estrie	49,24	2,3	<u>0,0613</u>	0,8250
Québec	75,24	2,57	0,0370	0,8042
Saguenay	51,54	3,30	0,0215	0,9044

Source : Service de la tarification, Gaz Métro

- 1 Nos résultats indiquent donc que l'intercepte, qui est la valeur utilisée pour calculer le coût
- 2 d'un réseau hypothétique de diamètre zéro, n'est pas toujours significative. En particulier,
- 3 les résultats obtenus pour la Mauricie ne sont clairement pas statistiquement significatifs.
- 4 De façon générale, le t-Student n'est pas nettement supérieur à la valeur de référence³⁸
- 5 pour l'ensemble des régions à l'exception du Saguenay. Ces observations indiquent que

³⁸ La table du t-student siitue autour de 2,3 la valeur de référence à un niveau de confiance de 95 % et un degré de liberté variant entre 8 et 10.

1 l'estimation de l'intercepte n'a conséquemment pas une grande force sur la base des tests
2 statistiques.

3 Ces résultats s'expliquent certainement entre autres par le faible nombre d'observations
4 sur la base desquelles la régression est effectuée.

5 Dans la Cause tarifaire 2012 de Enbridge New Brunswick, le Dr Overcast a été consulté à
6 titre d'expert et a donné son interprétation des problèmes de validité statistique propre à la
7 méthode de l'intercepte zéro.

« Next, the results are insignificant because in the steel regression the t-statistic is not significant which means that the hypothesis that the parameter is significantly different than zero cannot be rejected. For the linear models for steel and plastic, the t-statistic for the intercept term is not significant in either regression. As noted above this means that the intercept, which is the variable of interest in the zero intercept method, is virtually meaningless. As I will explain below, these regressions are not useful in any context based on the proposition that customers do not cause costs. Thus we have only one significant intercept term in any of the unweighted models and that is for the plastic pipe with the independant variable defined as the square of the diameter. In that model, the intercept term was appropriately the same as the cost of the 1,25 inch plastic pipe. »³⁹

8 On observe donc que, malgré que l'approche de l'intercepte zéro soit conceptuellement
9 correcte, son application comporte des difficultés au niveau de la validité statistique des
10 résultats.

5.3.3 Les écarts importants entre les résultats des différentes régions

11 Le tableau suivant présente la proportion du coût des conduites attribuable à la fonction
12 accès obtenue par la méthode de l'intercepte zéro lors des causes tarifaires antérieures.
13 On observe un écart important entre les différentes régions. Étant donné nos conclusions
14 relativement à la validité statistique de la valeur de l'intercepte, il y a lieu de s'assurer que
15 le traitement différencié des régions soit correct d'un point de vue conceptuel et que son
16 application soit sans erreur.

³⁹ Decision in the matter of an application by Enbridge Gas New Brunswick Limited Partnership regarding the approval or fixing of rates and tariffs pursuant to section 52.2 of the Gas Distribution Act, 1999, pièce EGNB6.02, page 3.

**Proportion des coûts des conduites attribuée
à la fonction accès par la méthode de l'intercepte zéro**

Années	Valeur de l'intercepte (Coût unitaire diamètre zéro \$)	Coût du réseau intercepte 0/ Coût total conduites de distribution (%)
2006-2007		
Montréal	42,35	45,9
Abitibi	19,76	26,9
Mauricie	10,39	12
Etrie	47,36	47,0
Québec	75,98	52,8
Saguenay	52,59	42,5
2009-2010		
Montréal	40,88	44,0
Abitibi	20,00	27
Mauricie	11,25	12,7
Etrie	47,20	46,8
Québec	75,89	52,7
Saguenay	52,91	42,7
2012-2013		
Montréal	40,43	44,7
Abitibi	20,20	26,7
Mauricie	11,54	13
Etrie	49,24	48,2
Québec	75,24	52,4
Saguenay	51,54	41,9

Source : service de la tarification, Gaz Métro

- 1 On observe que la faible proportion attribuée à la composante accès dans la région de la
- 2 Mauricie découle directement de la faible valeur de l'intercepte pour cette région. Par
- 3 ailleurs, notre test statistique ne permet pas d'accepter cet intercepte comme étant une
- 4 estimation valable du coût d'un réseau ayant des conduites de diamètre zéro en Mauricie.
- 5 L'utilisation de la méthode de l'intercepte zéro nous mène donc à traiter de façon très

1 différente les régions du territoire alors qu'il n'y a possiblement pas de justification réelle
2 de le faire.

3 À la lumière de ces observations et de la recommandation du Dr Overcast concernant la
4 méthode du réseau minimum, Gaz Métro s'interroge sur la pertinence de maintenir
5 l'approche de l'intercepte zéro qu'elle utilise depuis 1985. L'analyse de nos résultats met
6 en lumière des failles qui justifieraient de passer à une méthode alternative ou de corriger
7 la méthode utilisée.

5.4 LES ALTERNATIVES ENVISAGEABLES A LA METHODE DE L'INTERCEPTE ZERO ACTUELLE

5.4.1 La méthode du réseau minimal (minimum system)

8 Le passage de la méthode de l'intercepte zéro à la méthode du réseau minimal est une
9 des principales recommandations du Dr Overcast. Cette approche a une incidence sur la
10 segmentation de la clientèle proposée ainsi que sur la tarification des différents groupes.
11 Le Dr Overcast distingue les clients dont la demande et la pointe peuvent être desservies
12 par un réseau minimal des autres clients à plus haut volume. Il propose une segmentation
13 de la clientèle ainsi qu'une tarification sur la base de cette distinction.

14 Selon cette approche, le coût du réseau hypothétique minimal n'est pas estimé par
15 régression linéaire mais plutôt sur la base d'un coût historique obtenu à partir de données
16 comptables ou à partir de coûts actuels. Elle repose sur l'estimé du coût d'un réseau
17 hypothétique construit entièrement de conduites de la plus petite dimension (le plus
18 souvent de 60 mm ou 2 pouces de diamètre). L'écart entre les coûts relatifs à un tel
19 réseau hypothétique et les coûts relatifs au réseau réel est ensuite attribué à la
20 composante capacité.

21 Les critiques de cette approche s'entendent sur les lacunes suivantes :

- 22 > Étant donné que le coût estimé est celui d'un réseau comportant une certaine
23 capacité de livraison, la composante accès calculée comporte en fait aussi une
24 partie de la composante capacité. Il faut donc, afin de corriger cette lacune,
25 déterminer si une composante capacité doit être attribuée à toute la clientèle et,
26 dans la négative, à quelle catégorie de la clientèle la composante capacité doit être

1 attribuée. Le Dr Overcast de Black&Veatch suggère une approche pour pallier la
2 lacune du système minimal basé sur des conduites de 2 pouces.

3 > Le réseau de la plus petite dimension doit être défini. Dr Overcast recommande
4 que le réseau minimal soit considéré comme étant un réseau de conduites de
5 plastique de 2 pouces de diamètre. Certains régulateurs ont plutôt opté pour un
6 réseau de conduites de la plus petite dimension possible.

7 Un manuel de référence sur la question de l'allocation des coûts, produit par la *National*
8 *association of regulatory commissioners*, décrit comme suit les difficultés inhérentes à
9 l'approche du système minimal basé sur les conduites de 2 pouces de diamètre.

« The results of the minimum-size method can be influenced by several factors. The analyst must determine the minimum size for each piece of equipment : 'Should the minimum size be based upon the minimum size equipment currently installed, historically installed, or the minimum size necessary to meet safety requirements?' The manner which the minimum size equipment is selected will directly affect the percentage of costs that are classified as demand and customer costs.

Cost analysts disagree on how much of the demand costs should be allocated to customers when minimum-size distribution method is used to classify distribution plant. When using this distribution method, the analyst must be aware that the minimum-size distribution equipment has a certain load-carrying capability, which can be viewed as demand-related cost.

When allocating distribution costs determined by the minimum-size method, some cost analysts will argue that some customer classes can receive a disproportionate share of demand costs. Their rationale is that customers are allocated a share of distribution costs classified as demand-related. Then those customers receive a second layer of demand costs that have been mislabeled customer costs because the minimum-size method was used to classify those costs. »⁴⁰

10 Le Dr Overcast propose que le réseau minimal soit défini comme un réseau composé de
11 conduites de plastique d'un diamètre de 2 pouces parce que c'est le réseau de base qui
12 permet de desservir tous les besoins de la première classe de clients. Le coût de ce
13 réseau minimal comporte à la fois une composante accès et une composante capacité.
14 Étant donné que ce réseau a suffisamment de capacité pour desservir les besoins de la
15 première classe tarifaire, aucune allocation de l'excédent du coût total du réseau sur le
16 coût du réseau minimal ne doit être faite pour ce premier groupe de clients. Ainsi, il n'y a

⁴⁰ Electric utility cost allocation manual, National association of regulatory commissioners, January 1992, page 90

1 pas de double allocation de la composante capacité pour les clients à plus faible volume
2 qui peut résulter de l'application de la méthode du réseau minimal. Cet excédent du coût
3 du réseau sur le coût du réseau minimal n'est alloué qu'aux clients dont les besoins sont
4 tels qu'ils ne peuvent être desservis par le réseau minimal dont la capacité est
5 insuffisante.

5.4.2 Le maintien de la méthode de l'intercepte zéro avec correction

6 Malgré ses faiblesses au niveau de la validité statistique des résultats, la méthode de
7 l'intercepte zéro pourrait être conservée étant donné que c'est celle qui est reconnue
8 comme étant conceptuellement correcte.

9 Des améliorations pourraient y être apportées de façon à renforcer les résultats obtenus.
10 Par exemple, la régression pourrait ne pas tenir compte des différentes régions mais être
11 effectuée sur l'ensemble des données du territoire.

12 Le maintien de l'approche de l'intercepte zéro ne permet toutefois pas l'application du
13 modèle de tarification proposé par le Dr Overcast.

14 **Étant donné la proposition du Dr Overcast et les lacunes observées de la méthode**
15 **de l'intercepte zéro, particulièrement au niveau de la fiabilité des résultats**
16 **statistiques, Gaz Métro envisage d'opter pour une approche alternative à la**
17 **méthode de l'intercepte zéro, notamment de considérer l'approche du réseau**
18 **minimal basé sur des conduites de plastique de 2 pouces. Ce changement**
19 **entraînerait une reformulation du facteur d'allocation CONDPRIN.**

20

5.5 L'ÉVALUATION DE LA COMPOSANTE «CAPACITÉ» DU RÉSEAU

1 La composante «capacité» des coûts des conduites principales est estimée selon l'une des trois
2 approches suivantes :

- 3 > La méthode de la pointe coïncidente;
- 4 > La méthode de la pointe non coïncidente; et
- 5 > Les méthodes combinant une mesure du volume retirée et de la contribution à la pointe.

5.5.1 La méthode de la pointe coïncidente

6 Selon la méthode de la pointe coïncidente, les coûts des conduites principales liés à la
7 capacité sont alloués au prorata de la demande observée lors de la journée de pointe. La
8 pointe du réseau correspond à la journée durant laquelle le volume le plus élevé est
9 atteint. Cette approche repose sur le fait que les coûts associés à la pointe sont alloués
10 aux clients qui causent cette pointe. Le facteur d'allocation correspond donc à la
11 proportion de la demande des différentes classes de clients au moment de la pointe par
12 rapport à la demande totale durant cette période.

13 Cette approche comporte les caractéristiques importantes suivantes :

- 14 > Les proportions allouées aux différentes classes de clients pourraient être très
15 différentes selon la journée de pointe choisie;
- 16 > Cette approche requiert que le distributeur ait la capacité technique de connaître la
17 demande des clients au moment de la pointe;
- 18 > Selon cette approche, aucune capacité n'est attribuée aux clients qui ne
19 consomment pas ou qui consomment moins au moment de la pointe. Les clients
20 du service interruptibles ne se verraient donc attribués aucun coût lié à la capacité
21 selon cette méthode.

22 Cette approche n'a pas été retenue par la Régie lors de la Cause tarifaire 1985 pour trois
23 principales raisons :

- 24 > La méthode présume faussement que le diamètre de chacun des éléments du
25 réseau a été établi en fonction du débit maximum du réseau lors de la journée de
26 pointe de l'année témoin;

- 1 ‣ La méthode présume que la demande coïncidente à la pointe est le reflet adéquat
2 de la contribution relative de chaque classe de la clientèle « *aux nombreuses*
3 *décisions [...] qui ont conduit à la mise en place du réseau tel qu'il est au moment*
4 *de l'étude du coût de service* »⁴¹; et
- 5 ‣ La méthode introduit un élément aléatoire dans la détermination de la proportion
6 étant donné l'importance de la variation du débit des diverses classes de clients
7 selon le jour de la pointe où survient le jour de pointe. Par exemple, la
8 responsabilité des clients industriels variera selon que le jour de pointe se trouve
9 être durant la semaine ou la fin de semaine.

5.5.2 La méthode de la pointe non coïncidente

10 Selon cette méthode les coûts liés à la composante capacité des conduites principales
11 sont alloués en fonction du poids relatif de la demande maximale de l'année de chaque
12 classe de clients, quel que soit le moment où celle-ci se produit, sur la somme des
13 demandes maximales de l'ensemble des clients. La pointe non coïncidente correspond au
14 débit maximal qu'un réseau pourrait atteindre s'il advenait que tous les clients retirent leur
15 demande maximale de l'année au même moment.

16 Dans sa décision G-429 de 1985, la Régie avait écarté cette approche jugeant que la
17 relation causale entre les responsabilités respectives des classes de clients vis-à-vis la
18 capacité du réseau et la pointe non coïncidente n'était pas suffisamment forte. Étant
19 donné que la pointe non-coïncidente ne se produit pas en pratique, elle est toujours
20 supérieure à la pointe coïncidente et est possiblement même supérieure à la capacité
21 maximale du réseau.⁴²

5.5.3 Méthodes combinant une mesure du volume retiré et de la contribution à la pointe

22 Certaines méthodes allouent la composante capacité des coûts des conduites principales
23 en tenant compte de la capacité utilisée, c'est-à-dire du volume retiré, ainsi que d'une
24 mesure de la capacité totale accessible. Ces méthodes reconnaissent donc l'utilisation
25 moyenne de la capacité en plus de la responsabilité de chaque classe tarifaire dans le
26 design de la capacité totale du réseau. La méthode appliquée par Gaz Métro se classe
27 dans cette catégorie.

⁴¹ G-429, page 85

⁴² G-429, page 86

« Gaz Metro currently uses a method based on Capacity Attributed and Used (CAU). This method falls in the broad general category of an average and excess demand method in that it relies on both design day demand and the volumetric use of the system. »⁴³

1 La Régie a opté pour cette approche dans sa décision de 1985 et l'allocation de la portion
2 capacité des coûts des conduites principales se fait encore selon cette méthode qui
3 combine une mesure de la « capacité utilisée » et une mesure de la « capacité attribuée ».

4 La capacité attribuée correspond à la contribution de chaque classe de client à la pointe
5 coïncidente. Le coût de cette capacité est estimé par la multiplication de la capacité
6 attribuée par le coût journalier de la pointe.

7 La capacité utilisée est une mesure de l'écart entre le volume retiré et le volume à la
8 pointe coïncidente. Les volumes retirés au-delà de la capacité attribuée (pointe
9 coïncidente) sont chargés tandis que les volumes retirés en deçà de la capacité attribuée
10 pour chaque classe sont crédités.

11 La Régie estimait que la méthode de la capacité attribuée et utilisée (CAU) était simple
12 d'application et facile à comprendre ce qui la rendait transparente.

« La méthode CAU paraît complexe dans cette présentation détaillée mais en fait, elle est d'une grande simplicité car il s'agit de la méthode de la pointe coïncidente (composante capacité attribuée) modifiée par l'addition des charges et crédits de la composante capacité utilisée. » (G429, page 116)

13 Une description du calcul de la CAU est présentée à l'annexe A de la pièce Gaz Métro-13,
14 Document 8 de la Cause tarifaire 2012 (R-3752-2011).

5.5.4 L'évaluation du Dr Overcast concernant la CAU

15 Le Dr Overcast qui a accompagné Gaz Métro dans sa réflexion est d'avis qu'il n'y a pas
16 lieu de tenir compte des volumes retirés lors de l'allocation de la composante «capacité»
17 puisqu'il n'y a pas de lien de causalité entre ces volumes et les coûts des conduites. Il
18 souligne que le taux d'utilisation des conduites n'a pas d'incidence sur leur coût.

⁴³ Black&Veatch, Review of Gaz Metro's cost of service and rate design, page 8

« In particular it is important to recognize that throughput does not cause distribution costs and that costs are caused by a combination of customers and capacity requirements. »⁴⁴

« The theoretically sound and practically correct method is to allocate main on both design day demand and number of customers as these are the elements that cause the costs of mains. »⁴⁵

« Gaz Metro currently uses a method based on Capacity attributed and used (CAU). This method falls in the broad general category of an average and excess demand method in that it relies on both design day demand and the volumetric use of the system. As will be demonstrated below, volumetric use cannot be a cause of the investment in capacity from either a theoretical or empirical basis. Thus the concept of allocating distribution mains should be revised. »⁴⁶

1 Ci-dessous, les précisions apportées par le Dr Overcast en réponse à notre question
2 écrite :

« Q: Could you briefly explain why a volumetric component is not appropriate for allocation of distribution mains or point out where in the text this is explained.

R: Main costs do not vary with volume. There are several ways to illustrate this concept. First, if the costs varied with volume regulators would require a weather normalization adjustment of the costs. They do not. Second, once the main is sized based on design day demand, adding load such as a pool heater to be used in the spring and fall has no impact on the size of main but a large impact on volume. Also, adding cooking or clothes drying in a residence increases volume but has no impact on main costs. A high load factor customer and a low load factor customer with the same design day demand have the same impact on costs because they cause the same capacity requirement. Volume simply does not cause costs for either distribution or transmission main. If it does not cause costs it should not be used to allocate costs. We have also shown this to be true empirically as you noted above. »⁴⁷

3 Le Dr Overcast suggère donc que la composante capacité soit allouée sur la base de la
4 CA évaluée selon la demande maximale quotidienne (maximum daily design) avec un
5 ajustement pour tenir compte des clients interruptibles pour la portion de distribution du
6 réseau.

⁴⁴ Black&Veatch, Review of Gaz Metro's cost of service and rate design, page 3

⁴⁵ Black&Veatch, Review of Gaz Metro's cost of service and rate design, page 7

⁴⁶ Black&Veatch, Review of Gaz Metro's cost of service and rate design, page 8.

⁴⁷ Échange écrit entre Gaz Métro et le Dr. Overcast

1 Il propose aussi que les coûts relatifs aux conduites de transmission soient alloués
2 uniquement en fonction d'une composante capacité, comme c'est le cas présentement
3 chez Gaz Métro.

4 Enfin, les clients du service interruptible ne devraient pas se voir allouer les coûts liés aux
5 conduites de transmission étant donné qu'il n'y a pas de lien de causalité entre la capacité
6 de ces conduites et la présence de cette catégorie de clients.

« The costs of Transmission Mains should be allocated on a demand basis using the CA allocation for all firm customers. Interruptible customers are not allocated cost of the transmission system because their MDD is not considered in the design of the transmission network.

Distribution Mains, as demonstrated previously, should be allocated using both a customer and demand component using the minimum system method. Under the minimum system method, the embedded cost of mains is split between the customer component and the demand component by taking the percentage of total main costs represented by the minimum system as the customer component. These costs would be allocated based on the number of customers in the system. The demand component is then all distribution mains costs that are not part of the minimum system. These costs represent the costs to serve the peak loads on the distribution network. These costs are allocated to all customers not served by the capacity of the minimum system. For firm customers, the costs are allocated using the CA method. For interruptible customers, the costs are allocated based on peak load. This method captures the costs for serving the non-coincident peaks (NCP) on the system. »⁴⁸

7 Le Dr Overcast recommande que les coûts des conduites de distribution soient calculés
8 en fonction de la demande quotidienne maximale (DMQ) et que la demande des clients du
9 service interruptible soit incluse en utilisant la pointe non coïncidente pour cette catégorie
10 de clients.

11 **Gaz Métro envisage modifier la façon dont la composante capacité des conduites**
12 **principales est estimée conformément à la recommandation du Dr Overcast. Des**
13 **analyses seront produites pour en évaluer les conséquences sur l'allocation des**
14 **coûts.**

⁴⁸ Black&Veatch, Review of Gaz Metro's cost of service and rate design, pages 19 et 20

5.5.5 Traitement suggéré des clients du service interruptible

1 Le Dr Overcast indique que, malgré que les clients du service interruptible ne soient pas
2 pris en compte dans la conception des conduites de transmission, ils sont pris en compte
3 dans la conception des conduites d'alimentation et de distribution. Ainsi les coûts relatifs
4 aux conduites de distribution et d'alimentation doivent leur être alloués comme ils le sont à
5 toutes les autres classes tarifaires. Par ailleurs, les coûts relatifs aux conduites de
6 transmission ne doivent pas leur être alloués étant donné que les clients du service
7 interruptible ne sont pas pris en compte lors de la mise en place des conduites de
8 transmission.

« Note that the MDD for interruptible customers is not considered when designing the transmission network. Distribution mains are designed to provide access to the system, as well peak load capacity for all customers, firm and interruptible. »⁴⁹

« Interruptible customers are not allocated cost of the transmission system because their MDD is not considered in the design of the transmission network. »⁵⁰

9 Le département de l'ingénierie de Gaz Métro confirme ces affirmations et en témoigne
10 dans une pièce de la Cause tarifaire 2014⁵¹. Selon les experts du département de
11 l'ingénierie de Gaz Métro, la demande des clients du service interruptible n'est pas prise
12 en compte lors de la conception du réseau des conduites de transmission alors qu'elle
13 l'est lors de la conception du réseau des conduites d'alimentation et de distribution.

14 Présentement les coûts des conduites de transmission, d'alimentation et de distribution
15 sont alloués aux clients du service interruptible. Cependant ce sont les volumes de ces
16 clients qui sont pris en compte et non les volumes de pointe comme le propose le Dr
17 Overcast.

18 **Conformément à la recommandation du Dr Overcast, Gaz Métro envisage n'allouer**
19 **que les coûts relatifs aux conduites de distribution (incluant les conduites**
20 **d'alimentation) aux clients du service interruptible et tenir compte de la pointe de**
21 **cette classe tarifaire plutôt que de leur volume consommé. Des analyses seront**
22 **produites pour évaluer l'impact de ces changements sur l'allocation des coûts.**

⁴⁹ Black&Veatch, Review of Gaz Metro's cost of service and rate design, page 19

⁵⁰ Black&Veatch, Review of Gaz Metro's cost of service and rate design, page 19

⁵¹ R-3837-2013, GM 2, document 13.

1 Un survol des approches retenues par certains distributeurs gaziers ailleurs au Canada
2 est présenté à l'annexe 3.

5.6 AUTRES CONSIDERATIONS RELATIVES A L'ALLOCATION DES CONDUITES PRINCIPALES

5.6.1 Le traitement des clients connectés directement à une conduite de transmission

3 Selon les données de notre département d'ingénierie trois clients sont connectés
4 directement à des conduites de transmission.

5 Le premier possède une consommation annuelle historique oscillant entre 400 000 et
6 800 000 m³. En fonction de son volume annuel, ce client devrait normalement être
7 raccordé à une conduite de distribution. Son positionnement géographique, jumelé à
8 l'aspect rentabilité explique son raccordement à une conduite de transmission.

9 Le deuxième possède une consommation annuelle un peu plus élevée, soit tout près de
10 1 400 000 m³. Par contre, sa pression de service requise est de 103 kPa ce qui, selon le
11 guide de spécification technique de conception réseau aurait nécessité un raccordement
12 au réseau de distribution. Au même titre que le premier client, son positionnement
13 géographique, jumelé à l'aspect rentabilité, explique son raccordement à une conduite de
14 transmission.

15 Finalement, le troisième client est TCE. Ce client est raccordé sur une conduite de
16 transmission en raison de sa forte consommation, ainsi que de la pression de service
17 requise.

18 La question pourrait être posée à savoir si le processus de l'allocation des coûts des
19 conduites principales doit traiter différemment les clients connectés à une conduite de
20 transmission dont la fonction est de livrer le gaz naturel.

21 Le Dr Overcast fait la recommandation suivante sur le sujet.

*« For customers served off transmission mains there would be no allocation of
distribution demand. If customers pay for their own facilities through a contribution
in aid of construction there would be no further allocation of demand. »⁵²*

⁵² Review of Gaz Metro's cost of service and rate design, Black&Veatch, page 8

1 Selon le Dr Overcast, si un client est connecté à une conduite de transmission, il ne
2 devrait pas se voir imputer les coûts liés aux conduites de distribution. Cependant les
3 coûts de la conduite de transmission devront lui être imputés ce qui pourrait entraîner une
4 surcharge.

« If a transmission customer is allocated costs of transmission only, there is no minimum system allocation since the minimum system is for distribution. However, transmission customers would typically have a service lateral that should be directly assigned since in all likelihood it is more expensive than the typical service and also metering is likely to be more as well. »⁵³

5 Tous les clients ayant accès au réseau et à une certaine capacité de livraison doivent
6 contribuer aux composantes «accès» et «capacité» à l'exception de ceux qui sont
7 raccordés à des conduites qui leur sont dédiées et dont le coût leur est attribué
8 directement. Les clients producteurs soumis au tarif de réception se classeraient parmi
9 ceux-ci, par exemple. Toutefois, lorsqu'une allocation directe n'est pas possible, ce qui est
10 généralement le cas, tous les clients se voient allouer leur part du coût des conduites,
11 c'est-à-dire des composantes accès et capacité de ce coût.

12 Les clients qui sont raccordés à des conduites de transmission bénéficient d'un accès et
13 d'une capacité de réseau et devraient se voir allouer une partie des coûts des
14 composantes «accès» et «capacité» du réseau, à moins qu'une allocation directe puisse
15 être effectuée. À priori une telle allocation directe ne semble pas facile d'un point de vue
16 pratique ni désirable pour les clients en cause comme le suggère le Dr Overcast.

17 **Gaz Métro propose de continuer d'allouer une part des composantes « capacité » et**
18 **« accès » du coût des conduites principales à tous les clients ne faisant pas l'objet**
19 **d'une allocation directe ou d'un tarif spécifique, quel que soit le type de conduites**
20 **auxquelles ces clients sont connectés.**

21 5.6.2 La nécessité d'une allocation des conduites principales tenant compte des régions
22 À l'origine, le facteur d'allocation utilisé pour allouer les coûts des conduites principales
23 (CONDPRIN) ne contenait aucune pondération régionale. En 1997, ce facteur d'allocation
a été modifié de façon à ce que l'estimé de l'intercepte zéro et de la CAU se fasse par

⁵³ Échange de courriel avec le Dr Overcast

1 région plutôt que sur la base de l'ensemble du territoire. Cette façon de pondérer le
2 facteur d'allocation devait permettre d'éviter que les clients résidentiels de Montréal, qui
3 était alors une région où il y avait eu peu de développement, paient pour le
4 développement de réseau qui se faisait dans d'autres régions. Le facteur d'allocation
5 CONDPRIN actuel est donc basé sur un estimé de l'intercepte zéro et de la CAU pour
6 chacune des six régions suivantes :

7 1- Montréal

8 2- Québec

9 3- Estrie

10 4- Mauricie

11 5- Saguenay

12 6- Abitibi

13 Ce changement apporté au calcul de CONDPRIN pour tenir compte des coûts des
14 conduites principales dans les différentes régions était justifié par le grand principe de
15 causalité des coûts sur lequel repose l'exercice d'allocation. La Régie approuvait cette
16 allocation dite par région dans sa décision D-97-47.

« La Régie est d'opinion que l'allocation par région du coût des conduites principales, à l'aide de demandes quotidiennes maximales par région, est une amélioration importante de la méthode actuellement en vigueur car elle reflète mieux les liens de causalité entre le coût des conduites et les clients pour lesquels elles ont été construites. L'allocation se fait donc en fonction de l'utilisation des conduites principales par les clients actuels des différentes régions. »⁵⁴

17 Il y a toutefois lieu de vérifier si la façon de calculer le facteur d'allocation des coûts des
18 conduites principales permet réellement une allocation par région. En effet, l'allocation par
19 région devrait être possible si les coûts étaient comptabilisés par région et les facteurs
20 d'allocation évalués pour chacune des régions.

21 Présentement Gaz Métro ne comptabilise pas ses dépenses relatives aux conduites
22 principales par région. Elle ne peut que calibrer son facteur d'allocation pour tenir compte

⁵⁴ R-3323-95, D-97-47, page 17.

1 des coûts des conduites des différentes régions. Cependant, à la dernière étape de
2 l'établissement du facteur d'allocation CONDPRIN, les résultats par région sont agrégés
3 afin d'obtenir un seul facteur d'allocation qui s'applique pour l'ensemble du territoire. Les
4 clients des différentes régions se voient donc allouer les coûts liés aux conduites dans les
5 mêmes proportions exactement, quelle que soit la région dans laquelle ils se trouvent.

6 La résultante est donc que les clients de Montréal se voient allouer une partie des coûts
7 de conduites mises en terre au Saguenay et vice versa. Les clients de la classe tarifaire
8 D₄ se voient allouer la même proportion des coûts liés aux conduites quelle que soit la
9 région dans laquelle celles-ci sont situées. Cette réalité avait été soulignée par un expert
10 consulté au moment de la cause qui a mené à la décision D-97-47.

« So it is not a regional allocation. First of all, it is not a regional allocation of mains. We call it that, a regional allocation of mains but there is no final sheet that tell us "Here is what is costs for region one and here is what it costs for region two for each of the customer classes." What we have instead – because for example, we have no data that tells us what it costs an industrial customer in Lac St-Jean versus what is costs for one in Montreal. So we do not have a regional cost allocation. We are allocating the same costs to industrial customers regardless of where they are located. We are allocating the same average costs to the residential customers regardless of where they are located »⁵⁵

11 À titre d'exemple d'une véritable allocation des coûts par région, mentionnons le cas de
12 Union Gas qui alloue les coûts pour ses deux régions de façon distincte et fixe des tarifs
13 régionaux qui reflètent les coûts propres au sud et au nord respectivement.

14 **Étant donné les difficultés constatées relativement à la méthode utilisée pour**
15 **intégrer les disparités régionales dans l'allocation des coûts, Gaz Métro envisage**
16 **corriger ou abandonner la façon dont elles sont prises en compte dans l'allocation**
17 **des coûts liés aux conduites principales.**

5.6.3 Méthode d'évaluation de la demande quotidienne maximale (DQM)

18 La demande quotidienne maximale représente le volume de gaz naturel maximum retiré
19 par un client ou groupe de clients au cours d'une même journée. Le paramètre DQM
20 permet d'établir la composante « Capacité Attribuée » (CA) qui entre dans l'évaluation de
21 la CAU. La capacité attribuée (CA) est évaluée pour chaque palier tarifaire et dans

⁵⁵ R-3323-95, témoignage de Madame Chow)

1 chacune des régions en multipliant la demande quotidienne maximale (DQM) par
2 365 jours, soit :

3
$$\text{Capacité Attribuée} = \text{DQM} \times 365.$$

4 La DQM est estimée par régression linéaire à partir d'observations mensuelles ou
5 quotidiennes du volume de consommation des clients ou groupes de clients. L'équation
6 utilisée pour estimer la DQM met en relation la consommation par client par jour comme
7 variable dépendante avec le nombre de degrés jours⁵⁶ comme variable indépendante. La
8 demande quotidienne maximale de chaque client ou groupe de clients est extrapolée en
9 utilisant les coefficients obtenus par régression linéaire et en appliquant une valeur de 39
10 degrés jour de chauffage à la variable indépendante. Cette valeur correspond au nombre
11 de degré jours de chauffage pour la journée de pointe qui est définie à -26 °C. Ainsi, la
12 DQM correspond à la demande obtenue lors de la journée de pointe.

13 L'équation estimant la consommation journalière par client ou groupe de client est utilisée
14 aussi à d'autres fins au sein de l'entreprise, notamment dans les calculs de la
15 normalisation des revenus⁵⁷ et pour évaluer les volumes de la journée de pointe aux fins
16 du plan d'approvisionnement⁵⁸. Le modèle a subi des améliorations au cours des années
17 mais celles-ci n'ont pas été appliquées uniformément au sein de Gaz Métro. En effet, au
18 cours des causes tarifaires 2008 et 2009, des améliorations ont été apportées au modèle
19 avec l'inclusion de variables pour tenir compte du vent et de la persistance de la
20 température (variable lag). Celles-ci ont été appliquées aux calculs de la normalisation
21 des revenus. Cependant, il n'est pas présentement appliqué à l'évaluation de la CA qui se
22 fait encore en utilisant le modèle initial qui met en relation la consommation avec le
23 nombre de degrés jour de chauffage uniquement. Gaz Métro envisage donc d'harmoniser
24 ses pratiques en ajoutant, pour les fins de l'évaluation de la CA, l'effet du vent dans le
25 calcul de la DQM.

⁵⁶ Chaque degré jour correspond à 1 °C en dessous de la température de référence pour la moyenne journalière. Ainsi, une journée présentant une moyenne journalière évaluée à 11 °C équivaut à deux degrés jours de chauffage lorsque la température de référence est de 13 °C. Toutes les journées présentant une moyenne supérieure ou égale à la température de référence équivalent à 0 degré jour.

⁵⁷ Depuis 1979, Gaz Métro utilise un mécanisme de stabilisation des revenus qui a pour fonction de stabiliser les revenus en les ramenant à ce qu'ils auraient été si la température de l'hiver avait été normale.

⁵⁸ L'estimation des volumes de demande en journée de pointe est utilisée pour la détermination des outils d'approvisionnement (capacités de transport et d'entreposage) requis pour assurer la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble de la clientèle.

1 Par ailleurs, ce n'est pas la DQM qui est utilisée pour estimer la pointe du tarif D₄ mais
 2 plutôt la demande horaire maximale (DHM). Gaz Métro entend porter un regard sur la
 3 méthode d'estimation de la pointe pour chacun des tarifs, que celle-ci soit basée sur la
 4 DQM ou la DHM, et de proposer les ajustements requis, le cas échéant.

5 **Gaz Métro estime que la DQM utilisée dans l'exercice d'allocation des coûts devrait**
 6 **être évaluée selon les mêmes facteurs utilisés pour l'établissement des volumes de**
 7 **la journée de pointe et pour les calculs de la normalisation du revenu. Gaz Métro**
 8 **envisage donc de modifier sa méthode d'estimation de la DQM pour l'allocation des**
 9 **coûts afin de l'harmoniser avec la méthode de normalisation des revenus en**
 10 **vigueur (R-3662-2008 Gaz Métro 12, Doc 2).**

5.6.4 Traitement des conduites d'alimentation au même titre que les conduites de distribution

11 Présentement le facteur d'allocation CONDRIN est calibré de façon à tenir compte des
 12 différents types de conduites. Théoriquement, les coûts des conduites de transmission et
 13 d'alimentation devraient être alloués directement à la composante capacité c'est-à-dire en
 14 fonction de la CAU. Les coûts des conduites de distribution devraient être alloués à la fois
 15 en fonction du nombre de clients et de la CAU c'est-à-dire aux composantes accès et
 16 capacité. Le tableau suivant illustre ce traitement.

Traitement actuel

	Alimentation (18 %) Transmission (8 %)	Distribution (74 %)	
Coûts (\$)	Capacité	Capacité	Accès
Facteur (%)	CAU- Alim	CAU - Dist	Nb. Clients

Source : R-3752-2011, GM-13, document 8, Annexe A, page 14.

17 Les conduites d'alimentation et de transmission sont traitées différemment des conduites
 18 de distribution dans le processus d'allocation à cause de leur fonction différente. Les
 19 premières sont considérées avoir la fonction principale d'acheminer le gaz naturel entre
 20 les postes de livraison et les postes de détente auxquels sont rattachées les conduites de
 21 distribution. À l'heure actuelle les conduites d'alimentation sont considérées avoir une

1 fonction semblable à celles des conduites de transmission et donc sont traitées de la
2 même façon dans le calcul du facteur d'allocation CONDPRIN.

Proportion des conduites d'alimentation

	Longueur (mètres)	Proportions
Distribution	7 676 861	74,0%
Alimentation	1 909 022	18,4%
Transmission	789 269	7,6%
Total général	10 375 151	100,0%

Source : Service de l'ingénierie, Gaz Métro, fichier année-2012-2013

3 Des discussions avec notre département d'ingénierie porteraient cependant à revoir cette
4 classification. Il semble que les conduites d'alimentation ont maintenant aussi la fonction
5 de distribuer le gaz naturel puisque des centaines de clients y sont maintenant connectés.
6 Si les conduites d'alimentation ont la fonction de livrer le gaz directement à une clientèle,
7 elles devraient être traitées au même titre que les conduites de distribution dans le
8 processus d'allocation des coûts de distribution.

9 Selon les données provenant de notre département d'ingénierie, un total de 760 clients est
10 raccordé sur des conduites d'alimentation ayant une pression de 700 kPa à 2900 kPa⁵⁹.
11 De ce total, la très grande majorité, soit 670 clients (88,15 %), est raccordée directement
12 sur une conduite d'alimentation pour des raisons de positionnement géographique par
13 rapport au réseau et donc essentiellement à cause de considérations de coûts et de
14 rentabilité.

15 Près de douze pour cent (11,85 %) des clients raccordés sur une conduite d'alimentation
16 le sont pour des raisons techniques ayant trait à la pression requise pour les desservir.
17 Selon le guide de spécification technique de conception réseau utilisé par l'ingénierie, tous
18 les clients requérant une pression de service supérieure à 180 kPa doivent être raccordés

⁵⁹ Extraction effectuée en mai 2013 de tous les clients raccordés directement à des conduites de plus de 700 kPa.

1 sur une conduite d'alimentation. De ce groupe, certains clients (30 à 40) ont nécessité une
2 extension de réseau afin de les desservir en gaz naturel.

3 L'analyse des données produites par le département d'ingénierie même donc à confirmer
4 la double fonction des conduites d'alimentation qui justifie que celles-ci soient traitées au
5 même titre que les conduites de distribution.

6 Par ailleurs, tel que déjà mentionné, seulement trois clients sont actuellement raccordés
7 sur une conduite de transmission. La fonction des conduites de transmission demeure
8 d'acheminer le gaz naturel à haute pression du réseau du transporteur jusqu'au poste de
9 livraison. Les clients qui sont directement reliés à ces conduites représentent des cas
10 marginaux. Ceux-ci ont par ailleurs accès au réseau et à une capacité de livraison de gaz
11 naturel au même titre que les autres clients, même s'ils sont connectés à une conduite à
12 plus haute pression.

13 Le traitement des conduites d'alimentation, au même titre que les conduites de
14 distribution, est validé par notre département d'ingénierie qui a préparé une pièce traitant,
15 entre autres, de cette question dans le cadre de la Cause tarifaire 2014⁶⁰.

16 L'allocation des coûts relatifs aux différents types de conduites dépend de la fonction de
17 ces conduites. Si les conduites d'alimentation et de distribution ont toutes deux la double
18 fonction de permettre l'accès au réseau et d'effectuer des livraisons aux clients, elles
19 devraient être considérées de la même façon dans le processus d'allocation quelle que
20 soit la pression du gaz qui y est acheminé.

21 **Gaz Métro envisage traiter les conduites d'alimentation au même titre que les**
22 **conduites de distribution pour les fins de l'allocation des coûts étant donné que ces**
23 **conduites ont la double fonction de permettre l'accès au réseau et de livrer le gaz**
24 **naturel aux clients. Les conduites de transmission ont toujours la fonction**
25 **principale de transporter le gaz naturel jusqu'au poste de livraison même si**
26 **quelques clients y sont raccordés directement.**

⁶⁰ R-3837-2013, pièce B-0082, Gaz Métro-2, Document 14, Critères appliqués à la conception du réseau de distribution.

6 AUTRES AJUSTEMENTS À L'ALLOCATION DES COÛTS

6.1 AUTRES AJUSTEMENTS PROPOSÉS PAR LE DR OVERCAST

1 Outre les modifications mentionnées à l'allocation des conduites principales, le
2 Dr Overcast fait des recommandations qu'on pourrait qualifier de secondaires car elles
3 ont des répercussions moins importantes sur l'allocation des coûts.

6.1.1 Concernant l'allocation des éléments de la base de tarification

4 a) Le Dr Overcast affirme que malgré que le facteur d'allocation « CONDPRIN »
5 soit configuré de façon à tenir compte de la distinction entre les conduites de
6 transmission et de distribution, il serait préférable qu'un facteur distinct soit élaboré
7 pour allouer les coûts des conduites de transmission.

« The transmission investment and city gate costs are appropriately allocated on a design day basis after making any direct assignment of facilities dedicated to an individual customer served off transmission laterals. Black & Veatch understands the reason that transmission assets use the same allocation as distribution mains is that the CONDPRIN allocator is used for the entire distribution network. We encourage Gaz Metro to develop transmission specific costing using the largest size of mains. This would provide the ability to allocate transmission assets on a demand basis (Capacity Attributed (CA)) and eliminate the customer component. This treatment would apply to Other Access Roads as well. »⁶¹

8 Ce sont des considérations pratiques qui ont mené Gaz Métro à ne pas
9 développer un facteur d'allocation séparé pour les coûts des conduites de
10 transmission. Gaz Métro a plutôt calibré son facteur CONDPRIN de façon à tenir
11 compte du fait que les coûts de ces conduites sont alloués exclusivement selon la
12 composante « capacité » et non aussi selon une composante « accès »
13 conformément à l'ordonnance G-429.

« Étant donné qu'aucun abonné n'est raccordé aux conduites de transmission, les coûts relatifs à celles-ci ne comprennent qu'une composante capacité. »⁶²

⁶¹ Black&Veatch, Review of Gaz Metro's cost of service and rate design, page 16.

⁶² Ordonnance G-429, page 75.

1 Ces considérations pratiques ont trait aux données comptables utilisées pour
2 l'allocation des coûts qui ne distinguent pas les dépenses encourues pour les
3 conduites de transmission et d'alimentation de celles encourues pour les conduites
4 de distribution.

5 **Gaz Métro évaluera les considérations pratiques, liées à la disponibilité des**
6 **données requises, qui permettraient de retenir cette recommandation du**
7 **Dr Overcast.et, le cas échéant, développera un facteur d'allocation distinct**
8 **pour les coûts liés aux conduites de transmission ayant la fonction de livrer**
9 **le gaz naturel au poste de livraison.**

10 b) Le Dr Overcast remet en cause l'usage du facteur d'allocation « IMMOBILD »
11 pour allouer les dépenses liées aux installations générales. Il suggère qu'étant
12 donné que ces immobilisations sont utilisées pour procurer un lieu de travail aux
13 employés, les coûts liés à celles-ci devraient être alloués de la même façon que
14 les salaires. Il fait aussi une recommandation à l'égard de l'allocation des salaires.

«With respect to general plant, the use of an allocation factor based on distribution plant is not representative of the industry best practice. Land and structures are designed to house employees. These costs are typically allocated in the same way as payroll is allocated. Payroll components are allocated to customer and demand based on the underlying allocation of the functions performed. For example, customer service personnel are classified as customer and allocated on customers. Payroll associated with operation and maintenance of mains is classified on both customer and demand. Thus all payroll accounts have some underlying demand and customer component. Office space and related equipment such as furniture and computers are classified and allocated based on the underlying payroll allocations. Currently Gaz Metro uses the IMMOBILD allocation factor for all general plant accounts. Based on the discussion above, Ground, Structure and Improvements should be allocated on a payroll basis.»⁶³

15 **Gaz Métro évaluera les considérations pratiques liées à la disponibilité des**
16 **données requises qui permettraient de retenir cette recommandation du Dr.**
17 **Overcast.**

⁶³ Black&Veatch, Review of Gaz Metro's cost of service and rate design, page18.

6.1.2 Concernant l'allocation des dépenses d'administration :

1
2 c) Le Dr. Overcast suggère que les différents types de dépenses d'administration
3 devraient avoir chacun leur facteur d'allocation respectif. Présentement les
4 dépenses d'administration sont toutes allouées selon le facteur EXPLOITD qui est
5 dérivé selon la répartition des coûts totaux des dépenses d'exploitation.

6 Un peu plus de 90 % des dépenses d'administration sont reliées aux salaires et
7 aux avantages sociaux. Par ailleurs, une analyse sommaire des dépenses
8 administratives indique que celles-ci regroupent un peu moins de 150 différents
9 postes comptables.

10 Le Dr. Overcast suggère que l'allocation des salaires devrait se faire en prenant
11 compte de la nature des fonctions pour lesquels les salaires sont versés et ainsi
12 respecter davantage le lien de causalité. Par exemple, les salaires des employés
13 du service à la clientèle devraient être alloués en fonction du nombre de clients
14 tandis que les salaires des employés affectés à l'entretien des conduites devraient
15 être alloués selon un facteur mixte tenant compte du nombre de clients et des
16 volumes.

«Administrative expenses fall into several categories each of which should have its own allocation factor. For example expenses associated with human resources such as staff costs, benefits costs and other employee related expenses should be allocated as payroll. Insurance expenses should be allocated on net plant. However, we understand Gaz metro bundles insurance costs with other administration costs and does not separately identify insurance. Where expenses cover a variety of areas the use of a payroll allocator in conjunction with appropriate direct assignments represents the best allocation method.»⁶⁴

17 Dans la Cause tarifaire 2013, une analyse évaluant la possibilité de scinder les
18 dépenses d'administration en différents groupes de dépenses avait été déposée et
19 une proposition avait été formulée⁶⁵. À ce moment, Gaz Métro ne proposait
20 aucune modification à la méthode d'allocation des dépenses d'administration
21 jugeant que le coût d'établir une allocation plus précise dépassait les bénéfices qui
22 en découleraient.

⁶⁴ Black&Veatch, Review of Gaz Metro's cost of service and rate design, page20.

⁶⁵ R-3809-2012, Gaz Métro 14, document 2, pages 4 à 7.

1 Gaz Métro maintient son évaluation initiale à l'effet que l'allocation de chacun des
2 150 postes comptables serait certainement une approche plus rigoureuse mais
3 s'avérerait aussi laborieux et possiblement sans grande conséquence sur le
4 résultat final. Néanmoins, Gaz Métro estime que la recommandation de son expert
5 mérite d'être considérée et elle évaluera comment des améliorations à l'allocation
6 des dépenses d'administration peuvent être raisonnablement envisagées.

7 **Gaz Métro évaluera la possibilité d'apporter des améliorations à l'allocation**
8 **des dépenses d'administration et proposera des changements, le cas**
9 **échéant.**

10 d) Le Dr. Overcast questionne l'inclusion des coûts du gaz perdu, des postes de
11 livraison et du mercaptan dans les tarifs de distribution.

«it is not clear why lost and unaccounted for gas, compressor electric costs and mercaptan costs should be included in distribution rates in an unbundled system. These costs are related to total throughput on the system because both system gas and transport gas incur these costs. Black & Veatch believes that these costs should be recovered directly from transportation customers on a volumetric basis and the remainder included in the gas cost recovery mechanism for customers who use system gas.»⁶⁶

12 **Gaz Métro évaluera le fondement de cette recommandation ainsi que les**
13 **considérations pratiques qui pourraient affecter son application et**
14 **proposera des améliorations, le cas échéant.**

⁶⁶ Black&Veatch, Review of Gaz Metro's cost of service and rate design, page20.

6.2 AUTRES AJUSTEMENTS ENVISAGES PAR GAZ METRO

1 Certaines propositions touchant l'allocation des coûts ont été déposées dans le cadre
2 des Causes tarifaires 2013 et 2014. Dans ses décisions D-2013-170 et D-2013-106, la
3 Régie a demandé que celles-ci soient traitées dans le présent dossier générique sur la
4 vision tarifaire.

5 Par ailleurs, à la suite des travaux effectués sur l'allocation des coûts dans le cadre de la
6 Cause tarifaire 2012, des pistes de réflexion avaient été identifiées. Gaz Métro a produit
7 certaines analyses sur ces sujets qui n'ont pas encore été déposées dans le cadre d'un
8 dossier tarifaire.

9 Dans la présente section du document de réflexion, Gaz Métro reprend les éléments qui
10 ont déjà fait l'objet de propositions sur lesquelles la Régie ne s'est pas prononcée et
11 présente sa réflexion sur les sujets qui ont été identifiés lors de la Cause tarifaire 2012⁶⁷
12 mais pour lesquelles aucune proposition n'a encore été déposée.

6.2.1 Développement système informatique

13 L'allocation des coûts liés au développement du système informatique est un des
14 sujets identifiés comme piste de réflexion à l'issue du travail effectué dans le cadre
15 de la Cause tarifaire 2012. Une proposition sur la question avait été soumise dans
16 le cadre de la Cause tarifaire 2013⁶⁸.

17 Dans le but de renforcer le lien de causalité, Gaz Métro a analysé la possibilité de
18 ventiler le poste « Développement système informatique » davantage. À l'Origine,
19 cette piste de réflexion était en lien avec le projet de la facturation cyclique dans le
20 système SAP (projet SAP2B). En effet, selon la preuve déposée à la Régie (Projet
21 SAP2B, R-3730-2010, à la pièce Gaz Métro-1, Document 1, p. 4), le projet SAP2B
22 consiste en une modernisation du système informatisé de traitement de la
23 facturation de la clientèle commerciale et résidentielle. Un lien de causalité entre
24 les investissements réalisés et les segments de marché pourrait potentiellement
25 être établi pour ce projet.

⁶⁷ R-3752-2011, Gaz Métro 13, document 8, pages 26 et 27.

⁶⁸ R-3809-2012, Gaz Métro 14, document 2, page 7.

1 **Méthode d'allocation actuelle**

2 Les coûts « Développement système informatique » sont fonctionnalisés entièrement à
3 la distribution et se retrouvent à deux endroits dans la pièce de fonctionnalisation de
4 l'allocation des coûts (réf. : R-3752-2011, pièce B-0163, Gaz Métro-13, document 2),
5 soit dans :

6 > La base de tarification sous la rubrique coûts non amortis - Développement
7 système informatique : cette rubrique regroupe les coûts de tous les projets
8 informatiques qui représentent des actifs intangibles et son montant est de
9 27,6 M\$ dans l'allocation des coûts 2010-2011^[1]; et

10 > Les coûts de distribution sous la rubrique dépenses d'amortissement des
11 frais reportés : lorsqu'un projet informatique est terminé, il est amorti sur une
12 période de cinq ans. Une portion des coûts des projets est comptabilisée
13 dans l'amortissement annuel des frais reportés. Le montant de cette rubrique
14 est de 11,5 M\$ dans l'allocation des coûts 2010-2011^[2]. Exceptionnellement,
15 certains projets tels que SAP2B peuvent être amortis sur une période de 10
16 ans avec l'approbation de la Régie.

17 Le facteur d'allocation actuellement utilisé pour répartir les coûts de « Développement
18 système informatique », autant au niveau de la base de tarification qu'au niveau des
19 dépenses d'amortissement des frais reportés, est le facteur dérivé BASETARD. Ce
20 facteur est établi à partir du total de la répartition de l'ensemble des coûts de la base de
21 tarification déjà répartis selon d'autres facteurs d'allocation. La répartition résultant de
22 cette somme est nommée BASETARD et est appliquée aux coûts « Développement
23 système informatique » ainsi qu'à leur amortissement.

24 **Analyses et pistes explorées**

25 Gaz Métro s'est questionnée à savoir s'il était possible d'allouer les coûts
26 « Développement système informatique », fonctionnalisés dans la base de tarification et
27 les dépenses d'amortissement des frais reportés, selon une méthode dite « plus

^[1] R-3752-2011, Gaz Métro-13, Document 2, p. 6, ligne 216

^[2] R-3752-2011, B-0163, Gaz Métro-13, Document 2, p. 8, ligne 320

1 directe ». Afin d'améliorer le lien de causalité entre ces coûts et les clients les ayant
2 générés, des analyses portant sur la répartition des coûts par segment de marché ont
3 été réalisées concernant les coûts des développements informatiques courants et ceux
4 liés au projet SAP2B.

5 **Coûts « Développement système informatique » courants**

6 À la suite de l'analyse de la nature des différents coûts « Développement système
7 informatique », fonctionnalisés dans la base de tarification et dans les dépenses
8 d'amortissement des frais reportés, il a été constaté que ces coûts ne pouvaient être liés
9 directement à un segment de marché en raison des objectifs trop génériques associés
10 aux projets de développements informatiques qui se résument principalement à :

- 11 > maintenir ou augmenter la productivité de l'ensemble de nos installations
12 (immobilisations corporelles) et actifs intangibles (systèmes informatiques); et
- 13 > assurer l'efficience et l'efficacité des activités d'exploitation et des activités de
14 support à l'exploitation (ex. : la gestion des ressources humaines, la gestion
15 financière et les ventes).

16 De par leur nature, les développements effectués aux systèmes informatiques
17 desservent les besoins de l'ensemble de l'organisation. Un exercice de ventilation des
18 coûts « Développement système informatique » par segment de marché a été tenté. Il
19 s'est toutefois avéré qu'il n'existe pas de lien de causalité spécifique entre les coûts
20 générés par les développements informatiques et les segments de marché.

21 **Coûts « Développement système informatique » liés au projet SAP2B**

22 Contrairement aux autres projets de développement de systèmes informatiques, un lien
23 de causalité entre les investissements réalisés et les segments de marché peut être
24 établi pour le projet SAP2B puisque celui-ci consiste en une modernisation du système
25 informatisé de traitement de la facturation de la clientèle commerciale et résidentielle.

26 L'objectif visé par le projet SAP2B était de migrer le système de facturation cyclique
27 FICH servant à la facturation de la clientèle résidentielle et commerciale vers SAP. Le
28 projet a certes permis l'intégration de la facturation cyclique dans SAP, mais a

1 également été à l'origine de la bonification et de l'amélioration de la solution SAP par
2 l'ajout de nouveaux processus ainsi que par l'amélioration des processus existants.
3 Plusieurs de ces processus sont communs à l'ensemble de la clientèle, incluant les
4 clients VGE. Le projet SAP2B ne bénéficie donc pas uniquement à la clientèle
5 résidentielle et commerciale, mais profite également à la clientèle VGE. Un exercice de
6 répartition des coûts du projet SAP2B a été réalisé afin de distinguer les coûts associés
7 à l'ensemble de la clientèle de ceux associés uniquement à la clientèle résidentielle et
8 commerciale.

9 Dans un premier temps, le modèle « Utilities Process Model+ » (UPM+) de la firme
10 CapGemini qui présente tous les processus couverts par la solution SAP2B a été
11 analysé afin d'identifier les processus communs à l'ensemble de la clientèle et ceux
12 spécifiques à la clientèle résidentielle et commerciale. Par exemple, les processus
13 « gestion des compteurs » ou « gestion de la relation client » ont été identifiés comme
14 bénéficiant à l'ensemble de la clientèle.

15 Dans un deuxième temps, les efforts de développement de chacun de ces processus
16 ont été utilisés afin d'estimer la proportion des coûts « Développement système
17 informatique » qui devrait être allouée à l'ensemble de la clientèle et celle qui devrait
18 être allouée uniquement à la clientèle résidentielle et commerciale. Il a été estimé que :

19 > 50 % des efforts de développement ont été consacrés aux processus
20 communs; et

21 > 50 % des efforts de développement ont été consacrés aux processus
22 spécifiques à la clientèle résidentielle et commerciale.

23 Conséquemment, pour les coûts « Développement système informatique » du projet
24 SAP2B qui se retrouvent dans la base de tarification et dans les dépenses
25 d'amortissement des frais reportés, Gaz Métro a l'intention de proposer :

26 > de répartir 50 % des coûts à l'ensemble de la clientèle selon le facteur
27 d'allocation BASETARD;

Demande portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro, R-3867-2013

- 1 > de répartir l'autre 50 % des coûts à la clientèle résidentielle et commerciale,
2 en utilisant un nouveau facteur d'allocation : BASETARD-13; et,
- 3 > que ce nouveau facteur soit établi au prorata du facteur BASETARD pour les
4 tarifs D₁ et D₃. Voir l'exemple ci-dessous.

Allocation du coût	D ₁	D ₃	D ₄	D ₅
BASETARD	X%	Y%	Z%	W%
BASETARD-13	X / (X+Y) %	Y / (X+Y) %	-	-

5 La méthode envisagée, qui ne s'appliquerait qu'aux coûts du projet SAP2B, permettrait
6 une allocation plus adéquate puisqu'elle allouerait davantage de coûts à la clientèle
7 résidentielle et commerciale dont le système de facturation est à l'origine du projet
8 SAP2B.

9 **Étant donné ces observations, Gaz Métro n'a pas l'intention de proposer de**
10 **modifications à l'allocation des dépenses liées au développement du système**
11 **informatique.**

12 **Cependant, pour la portion des coûts « Développement système informatique »**
13 **liée au projet SAP2B, autant pour ceux retrouvés au niveau de la base de**
14 **tarification qu'au niveau des dépenses d'amortissement des frais reportés, Gaz**
15 **Métro envisage de proposer une méthode d'allocation allouant 50 % des coûts**
16 **avec le facteur BASETARD et l'autre 50 % avec le facteur BASETARD-13. Le**
17 **nouveau facteur BASETARD-13 serait établi au prorata du facteur BASETARD**
18 **pour les tarifs D₁ et D₃.**

6.2.2 Création d'un nouveau facteur d'allocation : FEE-FR

19 Lors de la Cause tarifaire 2014, Gaz Métro informait de la création d'un nouveau
20 facteur visant l'allocation des sommes cumulées à la suite de la dissolution du
21 FEÉ⁶⁹.

⁶⁹ R-3837-2013, Gaz Métro 14, document 1, page 4.

1 Dans sa décision D-2012-076, la Régie demandait que les sommes cumulées à la
2 suite de la dissolution du FEÉ soient réallouées aux clients y ayant contribué. La
3 remise du solde devait se faire au prorata des revenus de distribution générés par
4 les clients des tarifs D₁ et D₃. Conformément à cette décision, le facteur
5 d'allocation FEE-FR permet d'allouer les coûts entre les clients à petit et moyen
6 débits (D₁, D₃) au prorata des revenus de distribution (FB07D) relatifs à chaque
7 tarif, sous-tarif et palier.

8 **Gaz Métro a l'intention de soumettre, pour approbation, le nouveau facteur**
9 **d'allocation FEÉ-FR pour répartir les coûts relatifs aux frais reportés du FEÉ.**

6.2.3 Facteur Comptabilité des abonnés

10 L'allocation des coûts regroupés sous le libellé «Comptabilité des abonnés» (CDA)
11 est aussi un des sujets identifiés comme piste de réflexion à l'issue du travail
12 effectué dans le cadre de la Cause tarifaire 2012. Aucune proposition sur le sujet
13 n'a été déposée à date.

14 Depuis plusieurs années, le facteur CDA est un facteur dérivé alloué selon la
15 proportion des dépenses de comptabilité des abonnés qui comportent les postes
16 suivants :

- 17 - Contrats, appels clients et commandes;
- 18 - Relevés de compteurs;
- 19 - Facturation des abonnés;
- 20 - Crédit et recouvrement;
- 21 - Provision pour mauvaises créances;
- 22 - Services aux clients;
- 23 - Frais de ventes et représentation;
- 24 - Frais de publicité.

25 Ce facteur alloue les coûts qui sont en lien avec la facturation des clients.

1 Dans la Cause tarifaire 2012⁷⁰ Gaz Métro informait qu'elle avait retiré du poste
2 « Comptabilité des abonnés » certaines dépenses du calcul du facteur CDA. Les
3 dépenses retirées sont les suivantes :

- 4 - Services aux clients;
- 5 - Frais de ventes et représentation;
- 6 - Frais de publicité.

7 À la suite des rencontres du groupe de travail tenues dans le cadre de la Cause
8 tarifaire 2012, Gaz Métro a convenu de réaliser une analyse approfondie des
9 dépenses « services aux clients » afin d'en comprendre les sous-éléments et
10 pour déterminer si ces dépenses devaient être considérées comme faisant partie
11 des composantes du poste « comptabilité des abonnés ».

12 Dans un premier temps, Gaz Métro a procédé à l'analyse des sous-éléments du
13 poste « comptabilité des abonnés » servant à calculer le facteur d'allocation
14 CDA.

15 Ce poste est constitué des cinq sous éléments suivants :

- 16 - Contrats, appels clients et commandes : celui-ci regroupe des dépenses
17 d'administration reliées à un certain nombre de centres de coûts, dont ceux
18 de la Direction du service à la clientèle et de l'Information clientèle. Ces
19 activités sont en lien avec des activités liées à la facturation des clients
20
- 21 - Relevés de compteurs : celui-ci contient un seul centre de coûts qui regroupe
22 l'ensemble des activités liées à la relève de compteur. Il s'agit d'un poste qui
23 est en lien direct avec la facturation des clients.
24
- 25 - Facturation des clients : celui-ci ne contient également qu'un seul centre de
26 coûts qui regroupe l'ensemble des activités liées à la facturation des
27 abonnés.
28

⁷⁰ R-3752-2011, Gaz Métro-13, Document 1

1 - Crédit et recouvrement : celui-ci est composé d'un seul centre de coûts qui
2 comptabilise toutes les activités liées à la gestion des comptes à recevoir. Il
3 s'agit d'un poste qui est en lien direct avec la facturation des clients.

4

5 - Provisions – mauvaises créances : celui-ci regroupe deux natures
6 comptables, soit les mauvaises créances pour les clients en cycle ainsi que
7 les mauvaises créances pour les clients grands débit. Il s'agit également
8 d'activités liées directement à la facturation des clients.

9 Dans un deuxième temps, Gaz Métro a procédé à une analyse approfondie des
10 sous-éléments qui constituent les dépenses « services aux clients » afin de
11 valider si certains de ces éléments ne devaient pas se retrouver sous le poste
12 « comptabilité des clients ».

13 Services aux clients : ce poste est composé de 23 centres de coûts différents.
14 Cependant, certains regroupements naturels s'en dégagent.

15 - Techniciens Exploitation/acquisition qui regroupent six centres de coûts et
16 Services techniques qui regroupent six centres de coûts;

17 o Type d'activité : travaux majoritairement exécutés sur le réseau et
18 dans une moindre mesure sur les branchements des clients.

19 - Bureau d'affaires et administration qui regroupe neuf centres de coûts;

20 o Type d'activité : administration et support aux techniciens.

21 Les deux autres centres de coûts sont Direction principale Exploitation ainsi que
22 Poseurs. Ces deux centres de coûts ont un lien direct avec les activités
23 exécutées sur le réseau et le branchement des clients.

24 Tous les centres de coûts regroupés sous le poste « services aux clients »
25 concernent des activités techniques majoritairement exécutées sur le réseau et
26 le branchement des clients, ainsi que les fonctions administratives s'y rattachant.
27 Aucun centre de coûts n'est relié à la facturation ou à la comptabilité des clients.

1 **Sur la base de ces constats, Gaz Métro considère que le lien entre les**
2 **centres de coûts et les postes inclus sous « comptabilité des abonnés » et «**
3 **services aux clients » étaient adéquats. Pour cette raison, Gaz Métro ne**
4 **propose aucune modification à la méthode d'allocation des dépenses «**
5 **services aux clients ».**

6 Par ailleurs, dans le cadre de la Cause tarifaire 2014, Gaz Métro avait informé
7 qu'une analyse complète des coûts liés aux dépenses d'exploitation avait été faite
8 et que, conséquemment, certains ajustements de mise à jour avaient été
9 effectués⁷¹. L'analyse a permis de constater des coûts qui n'étaient plus bien
10 catégorisés suite à des changements internes chez Gaz Métro. Ces coûts ont
11 donc été repositionnés dans les postes adéquats.

12 Ainsi, le poste « *autres frais - comptabilités des abonnés* » était composé de trois
13 centres de coûts. La nature de ces derniers était reliée au secteur de la recherche
14 et de la stratégie marketing. Il y a peu de temps, la nature de ces centres de coûts
15 a été revue. Puisqu'ils ne sont plus en lien direct avec la comptabilité des clients,
16 ils ont été retirés. Ces coûts ont été recatégorisés dans différentes rubriques. Le
17 centre de coûts dont la nature comptable fait maintenant référence au secteur de
18 la Prévision de la demande a été recatégorisé dans les frais de vente et
19 représentation. Le deuxième centre de coûts maintenant lié au secteur du
20 développement durable est recatégorisé dans les dépenses d'administration. Le
21 troisième centre de coûts n'existe plus et a donc été supprimé. Ces modifications
22 ont eu pour effet de réduire à zéro les coûts liés aux « *autres frais - comptabilités*
23 *des abonnés* ». Ces ajustements n'affectent pas la méthode ou les facteurs
24 d'allocation.

6.2.4 Facteur d'allocation PGEÉ

25 Dans sa décision D-2011-182, la Régie avait demandé que l'allocation des coûts
26 du PGEÉ soit ajoutée à la liste des pistes de réflexion sur l'allocation des coûts.
27 Aucune analyse ou proposition n'a été déposée sur cette question à date. Gaz

⁷¹ R-3837-2013, Gaz Métro 14, document 1, page 9.

1 Métro présente donc la description du facteur d'allocation PGEÉ et soumet les
2 améliorations qu'elle envisage.

3 Le budget 2012-2013 du PGEÉ est de 14,2M\$ sur les coûts de distribution totaux
4 de 545,6 M\$, ce qui représente 3,1 % du coût de service. Le facteur d'allocation
5 du PGEÉ regroupe les 4 blocs suivants :

- 6 1- Montants d'aides financières;
- 7 2- Budget d'exploitation incluant les coûts de développement et formation,
8 commercialisation, suivi et évaluation;
- 9 3- Budget d'exploitation incluant les autres activités, études, consultation et
10 administration;
- 11 4- Frais reportés pour les dépenses du PGEÉ.

12 **Montants d'aides financières :**

13 Pour le tarif D₁, le montant des aides financières de 7 290 000 \$, soit 51,5 % du
14 budget total du PGEÉ, est réparti initialement par type de clientèle, selon les
15 programmes visés, ensuite par palier tarifaire selon la répartition fournie par le
16 PGEÉ. Cette allocation est de type direct. Une répartition par sous-paliers du
17 premier palier est ensuite effectuée en fonction des volumes de distribution et des
18 revenus totaux relatifs dans une proportion de 50 % - 50 %.

19 Pour les tarifs D₃, D₄ et D₅, les montants sont initialement répartis par tarifs selon
20 les participants aux programmes tels que fournis par le PGEÉ, puis par paliers
21 tarifaires en fonction des volumes de distribution et des revenus totaux relatifs
22 dans une proportion de 50 % - 50 %.

23 **Pour les tarifs D₃, D₄ et D₅, Gaz Métro envisage une allocation des montants**
24 **d'aide financière par palier pour l'ensemble comme pour le tarif D₁.**

25 **Budget d'exploitation incluant les coûts de développement et formation,**
26 **commercialisation, suivi et évaluation**

27 Le montant du budget d'exploitation est de 1 055 000 \$ et représente 7,5 % du
28 budget total du PGEÉ.

1 Informations disponibles provenant du PGEÉ : Pour tous les tarifs, les coûts
2 administratifs sont répartis par type de clientèle, selon les programmes visés.

3 Traitements effectués pour l'allocation des coûts : Pour chaque type de clientèle et
4 tous les tarifs, Gaz Métro procède à une répartition entre les paliers tarifaires et
5 sous-paliers du premier palier du tarif D₁ en fonction des volumes de distribution et
6 des revenus totaux relatifs dans une proportion de 50% - 50%.

7 **Gaz Métro n'envisage pas de changement à l'allocation de cette composante**
8 **du PGEÉ.**

9 ***Budget d'exploitation incluant les autres activités, études, consultation et***
10 ***administration***

11 Le montant du budget d'exploitation est de 1 570 000 \$ et représente 11,1 % du
12 budget total du PGEÉ.

13 Informations disponibles provenant du PGEÉ : Cette information est disponible
14 globalement seulement, sans égard aux tarifs ou aux types de clientèles.

15 Traitements effectués pour l'allocation des coûts : Pour tous les tarifs, Gaz Métro
16 procède à une répartition des budgets d'exploitation entre les tarifs, les paliers
17 tarifaires et sous-paliers en fonction des volumes de distribution et des revenus
18 totaux relatifs dans une proportion de 50% - 50%.

19 Changement envisagé : Lors de l'élaboration du dossier tarifaire, l'équipe du
20 PGEÉ attribue à chacun des programmes du PGEÉ un poids relatif des efforts
21 requis en fonction des activités qui lui sont associées. Ce poids est gradué de 1 à
22 5, 1 signifiant un effort minimum, alors que 5 représente un effort maximum.

23 Les poids ainsi établis permettent de répartir le budget d'administration incluant les
24 autres activités du PGEÉ à travers les différents programmes en fonction des
25 efforts requis pour chacun d'eux. Cette approche a l'avantage d'améliorer la
26 causalité des coûts en faisant assumer par chaque type de clientèle, les efforts
27 administratifs consentis au développement ou à l'analyse des programmes qui lui
28 sont dédiés.

1
2
3
4

Gaz Métro envisage d'utiliser le poids relatif des efforts requis en fonction des activités qui lui sont associées pour répartir les coûts administratifs par type de clientèle dans un premier temps.

1 **Frais reportés pour les dépenses du PGEÉ**

2 Le montant des frais reportés est de 174 000 \$ et représente 1,2 % du budget total
3 du PGEÉ.

4 Informations disponibles provenant du PGEÉ : Pour le tarif D₁, le PGEÉ procède à
5 une allocation des coûts des frais reportés selon les résultats observés durant
6 l'année pour laquelle on retrouve ces frais reportés. La proportion que représente
7 chaque tarif et palier tarifaire dans les montants moyens d'aides financières des
8 deux dernières années est ensuite utilisée pour répartir les frais reportés.

9 Tout comme le tarif D₁, les frais reportés des tarifs D₃, D₄ et D₅ se composent
10 uniquement d'écart observés entre le budget et le réel dans les aides financières.
11 Le montant est donc alloué en fonction de la proportion que représente chaque
12 tarif dans les montants moyens d'aides financières des deux dernières années.

13 Traitements effectués pour l'allocation des coûts : Pour le tarif D₁, le montant des
14 frais reportés est réparti par palier tarifaire selon la répartition fournie par le PGEÉ.
15 La répartition par sous palier du premier palier est effectuée en fonction des
16 volumes de distribution et des revenus totaux relatifs dans une proportion de 50%
17 - 50%.

18 Pour les tarifs D₃, D₄ et D₅, les montants sont initialement répartis par tarifs selon
19 les participants aux programmes tels que fournis par le PGEÉ, puis par paliers
20 tarifaires en fonction des volumes de distribution et des revenus totaux relatifs
21 dans une proportion de 50% - 50%.

22 **Au même titre que pour les aides financières, pour les D₃, D₄ et D₅, Gaz Métro**
23 **envisage utiliser la même méthodologie que celle utilisée pour les frais**
24 **reportés du tarif D₁.**

25

6.2.5 Facteurs d'allocation revenus

1 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2012, Gaz Métro avait convenu d'évaluer les
2 facteurs revenus étant donné que l'importance de l'interfinancement au sein du D₁
3 semblait provoquer des distorsions lorsque des valeurs négatives étaient allouées.
4 Pour s'assurer du bien-fondé de l'utilisation de certains facteurs d'allocation basés
5 sur les revenus, Gaz Métro a évalué cette problématique apparente. Aucune
6 analyse n'a été déposée sur ce sujet à date.

7 Les facteurs revenus visés par l'analyse se regroupent en deux classes⁷².

8 1. Les facteurs revenus nets pour chacun des services de distribution :
9 REVNETF, REVNETC, REVNETT, REVNETEE, REVNETEP, REVNETD.

10

11 2. Les facteurs revenus d'équilibrage et des ajustements reliés aux
12 inventaires : FB07E-P, FB07E-E;FB07INVF, FB07INVC, FB07INVT et;

13 ***Les facteurs revenus nets pour chacun des services de distribution***

14 Les facteurs revenus nets sont utilisés pour l'allocation des coûts associés aux
15 impôts sur le revenu. Dans ce cas, la distorsion résulte du fait que les revenus de
16 distribution générés à certains paliers tarifaires est inférieurs à la somme des coûts
17 d'amortissement, de taxes, de coûts du gaz, des frais des dépenses d'exploitation
18 et des rabais à la consommation à ces mêmes paliers. Un revenu net négatif sera
19 alors observé. C'est le cas pour les premiers paliers du tarif D₁ qui sont très
20 interfinancés.

21 La méthodologie derrière l'utilisation des facteurs d'allocations en fonction des
22 revenus nets a été approuvée par la Régie dans la décision D-90-44. Dans sa
23 décision, la Régie faisait un rapprochement avec la décision G-429 dans laquelle
24 elle demandait à Gaz Métro d'améliorer l'aspect de causalité des dépenses. À la
25 suite de la justification de Gaz Métro, la Régie était satisfaite de la démonstration
26 de causalité de cette dépense et acceptait la proposition de répartir l'impôt selon le
27 revenu net généré par chaque tarif. Par ailleurs, l'aspect de distorsion causé par

⁷² R-3837-2013, Gaz Métro 14, document 6.

1 l'interfinancement avait été soulevé et il avait été expliqué qu'il était normal qu'un
2 tarif déficitaire ait un crédit d'impôt alloué plutôt qu'une charge d'impôt.

3 La causalité des coûts a donc été démontrée à *priori* et elle est appuyée par une
4 décision favorable à celle-ci.

5 **Les facteurs revenus d'équilibrage et des ajustements reliés aux inventaires**

6 L'effet de distorsion observé au service d'équilibrage ne découle pas de la même
7 situation que celle du service de distribution. Au niveau du service d'équilibrage,
8 l'effet de distorsion résulte du fait que les revenus, calculés selon le profil de
9 consommation des clients (paramètres AHP⁷³), peuvent aussi bien être positifs
10 (profil chauffage), nuls (profil stable) que négatifs (profil inverse ou interruptible).

11 Ces facteurs allouent des rubriques qui sont directement reliées aux revenus telles
12 que :

- 13 5- l'encaisse du fonds de roulement pour le service d'équilibrage;
14 6- les revenus d'équilibrage;
15 7- les revenus de maintien des inventaires pour les services de fourniture,
16 compression et transport.

17 Sur la base de ces constats, Gaz Métro estime que la causalité des coûts est
18 adéquatement reflétée et qu'il n'y a pas lieu de conclure qu'il y a un effet distorsion
19 au chapitre des facteurs revenus et des ajustements reliés aux inventaires.

20 **Gaz Métro croit que les facteurs revenus offrent la meilleure causalité pour**
21 **allouer les coûts qui leur sont assujettis. Sur la base de ces analyses**
22 **préliminaires, Gaz Métro n'a pas l'intention de proposer des changements**
23 **aux facteurs revenus.**

⁷³ **A** : Consommation journalière moyenne Annuelle, **H** : Consommation journalière moyenne d'Hiver,
P : Consommation journalière de Pointe.

Annexe 1 : CV de l'expert H. Edwin Overcast

H. EDWIN OVERCAST

<p>Director</p> <hr/> <p><i>Strategic Planning</i></p> <p><i>Mergers & Acquisitions</i></p> <p><i>Due Diligence Support</i></p> <p><i>Pricing and Rate Design</i></p> <p><i>Economic Analysis</i></p> <p><i>Legislative Analysis</i></p> <p><i>Industry Restructuring</i></p> <p><i>Organizational Management</i></p> <p><i>Competitive Market Analysis</i></p> <p><i>Expert Testimony</i></p> <p><i>Open Access and Unbundling Implementation</i></p> <p>1 Education</p> <p>Virginia Polytechnic Institute and State University, Ph.D., 1972</p> <p>King College, BA in Economics, 1969</p>	<p>A specialist in the practice areas of regulatory policy and economics, energy pricing and rate design, economic analysis, strategic planning, legislative analysis, industry restructuring analysis, competitive analysis and open access and unbundling implementation.</p> <p>Professional Employment</p> <p>1999-Present Management Consulting Division, Black & Veatch Company Director</p> <p>1989-1999 AGL Resources, Inc. Vice President, Strategy Planning and Business Development</p> <p>1978-1989 Northeast Utilities Director, Rates and Load Research</p> <p>1975-1978 Tennessee Valley Authority Economist, Rate Branch</p> <p>1990-1995 Georgia State University Instructor, Economics (part-time)</p> <p>1974-1975 East Tennessee State University Assistant Professor of Economics Associate Director of Bureau of Business and <i>Economic Research</i></p> <p>1972-1974 Elon College Assistant Professor of Economics</p>
--	--

Professional Experience

Utility Ratemaking and Regulatory Policy Analysis

Dr. Overcast has been responsible for a wide variety of electric and gas pricing and cost analyses. He has had operational and strategic responsibility for both the electric and gas utility tariff design, including comprehensive unbundling cost analyses and

tariff administration. He has provided expert testimony before state and federal regulatory agencies on a number of rate and regulatory policy issues related to unbundling, cost of service (marginal, fully allocated and unbundled cost studies, alternative regulation), performance-based regulation and price cap regulation, strategic and market-sensitive pricing, bypass economics, integrated resource planning, weather normalization adjustments, sales and revenue forecasts, pro forma adjustments and revenue requirements, rate and regulatory policy for cogenerators, energy buy-back rates, revenue sharing and adjustment mechanisms, competition and fuel switching, transmission pricing and a variety of policy issues including unbundling proposals, line extension policy and rate discounting and recovery. He has testified before the FERC in electric, gas and oil pipeline matters. He has also testified before provincial regulatory agencies in Canada on electric and gas matters.

Dr. Overcast has also testified in both federal and state courts on matters related to rate design, mergers and acquisitions, anti-trust and regulatory policy. He has testified before both federal and state legislative bodies on deregulation, restructuring, regulatory policy and other issues arising out of restructuring legislation including stranded cost recovery, competition and public policy.

Economic Analysis

Dr. Overcast has been responsible for variety of economic analyses related to merger and acquisition, new business development, bypass, special contracts, marginal cost, time-of-use pricing, service area expansion, pipeline and other facilities expansion, competitive pricing, anti-trust, municipalization, new product development and others. He has provided forecasts of sales, prices, peak day and other similar analyses for planning and regulatory proceedings. He has prepared economic analyses of unbundling and the potential impact on revenue, earnings, stock price and economic value added.

Strategic Planning

Dr. Overcast has been responsible for the development of strategic plans for both the regulated and non-regulated business units. His experience includes corporate reorganization to position a regulated enterprise to open its markets to competition; the preparation of business plans for regulated and non-regulated companies including energy marketing initiatives and other service providers. He has helped to prepare estimates of financial performance for unregulated energy marketing companies and evaluated joint ventures and a variety of retail marketing plans.

He has participated in the planning for a variety of regulatory initiatives. He has had primary responsibility for the development of the legislative model used in Georgia for permitting open access and unbundling.

Legislative Analysis

Dr. Overcast has been responsible for the assessment of a variety of legislative proposals in the areas of the regulatory policy, restructuring analysis, competition and unbundling. He has participated extensively in the legislative process, testifying before committees, negotiating with various interested parties, and working with the staff of legislators. He has worked extensively with lobbyists providing background material and responding to questions raised during the legislative process. He was appointed by the lieutenant governor to serve on a study committee of the Georgia legislature reviewing issues related to the impact of deregulation on franchise fees.

Competitive Analysis

Dr. Overcast has prepared extensive analysis of competition for residential, commercial and industrial customers. That analysis has included comparisons of total and marginal cost for end-use applications, alternate production technologies, alternate fuel analysis, bypass pipelines, self-generation, cogeneration and other competitive analyses. He has also prepared extensive analysis of potential competitors in the opening of markets. He has managed the competitive alternate fuel program for gas utilities and developed a discount analysis required to avoid uneconomic bypass and to maximize revenue contribution from such discount programs. He has also negotiated contracts to avoid bypass for both gas and electric customers and to displace liquid fuels in vehicles.

Open Access and Unbundling Implementation

Dr. Overcast has had the unique experience of playing a significant role in the complete open access and unbundling implementation for natural gas LDCs. He was instrumental in the design of the model adopted by the Georgia legislature and testified throughout the legislative process on the proposed legislation. After the legislation became law, he oversaw the rate case filing required to implement open access and unbundling. His experience includes cost analysis and rate design for an open access tariff. He has been directly involved in the many facets of unbundling service to all retail customers. His firsthand experience provides him with insight and a unique perspective

with respect to the questions that arise as a utility—gas or electric—unbundles.

1

Publications and Presentations

“Restoring Financial Balance,” *Public Utilities Fortnightly*, November 2011

“Impact of Volatile Fuel Prices on Electric Costs: Stakeholder Tactics,” *Natural Gas and Electricity*, August 2008

“Fixed Cost Recovery: An Inconvenient Truth,” *American Gas*, June 2007

“The Hidden Risks of Regulation and Their Effects on Utility Returns,” *Natural Gas and Electricity*, June 2006.

“Electric Utilities and Risk Compensation, with Richard J. Rudden, Howard S. Gorman and Leonard S. Hyman, *EEI Monograph*, June 2006.

“Energy Competition Knows No Bounds,” presented at the DOE-NARUC North American Summit on Harmonizing Business Practices in Energy Restructuring, November 2000.

“Load Research Troubleshooting—A Pragmatic Approach,” presented to the Northeast Regional AEIC Load Research Conference, September 1988.

“Using Load Research Data to Assess Competitive Threats,” presented to the Northeast Regional AEIC Load Research Conference, September 1987.

“Using Load Research Data to Design and Analyze Commercial and Industrial Time-of-Day Rates,” presented to the International Association of Energy Economists, 1987.

“Pricing in Competitive Markets,” presented to the PG&E Energy Expo 1986, April 1986.

“Philosophy of Rate Design,” presented to the China Energy Research Society of the China Association for Science and Technology, June 1985.

“Competition in the U.S. Electric Markets,” presented to the North American Energy Markets Conference, March 1985.

“Electric Utility Competition in the United States,” *Energy Exploration & Exploitation*, 1986.

“Avoided Costs—The Balancing of Objectives,” *Proceedings of the Eighth Annual Symposium on Problems of Regulated Industries*, 1982.

“An Overview of Alternative Tariff Structures,” *Proceedings of the Eighth Biennial Conference of the Central Electricity Generating Board*, Ontario Hydro and the Tennessee Valley Authority (co-authored).

“A Differential Approach to the Repeated Prisoner’s Dilemma,” *Theory and Decision*, 1971 (co-authored).

“Problems and Perspectives in Public Choice,” *Public Finance and Public Choice*, A Training Program for Local Public Officials, 1974.

“The Economic Impact of the East Tennessee State University Medical School,” *The Bureau of Business and Economic Research*, East Tennessee State University, 1975.

“Determinants of the Demand of Substandard Housing,” presented at the Western Economic Association Meeting, 1970 (co-presented).

1

Honors

Who's Who Worldwide—Business Leaders

Citizens Ambassador Program of People to People International - IAEE Delegate, 1985

SGA Outstanding Professor, Elon College, 1973-1974

Omicron Delta Epsilon, honorary fraternity in Economics

H.B. Earhart Foundation Fellow 1970-1971 and 1971-1972

Woodrow Wilson Fellowship Nominee, 1969

National Science Foundation Undergraduate Internship, 1968

2

Other Activities

Appointed by Georgia Lt. Governor to serve on Joint Study Committee on Franchise Fees and Conditions, Rights of Way and Tax Implications of Competitive Markets.

Instructor - AGA and EEI Rate Fundamentals Courses

Conference speaker - SGA, SEGA, AGA, NARUC, trade associations and seminars

Vice President - A Better Chance, Glastonbury, CT

Member and Vice Chairman - Glastonbury Sewer Commission

Annexe 2 : CV de l'expert Craig Brown

7 Craig Brown

An experienced project manager, consultant, and financial analyst, Mr. Brown provides consulting expertise in the areas of cost of service and rate design, financial modeling, valuation, depreciation, and risk analysis. He is experienced in projects for electric, gas, water, and wastewater utilities. He has significant experience in performing cost of service and rate design studies for both investor-owned and municipal utilities. His studies include financial forecasting, capital program planning, bond financing support, unbundled cost of service, and dynamic rate design alternatives. He has also performed numerous studies and prepared reports and testimony in the areas of depreciation and valuation, as well as knowledge and experience with risk analysis and statistical modeling.

1. PROJECT EXPERIENCE

8 JEA | Electric Utility Cost of Service and Rate Design Study | 2012

Project Manager and Senior Consultant. Mr. Brown serves as project manager and lead consultant on the Black & Veatch project team, performing a detailed unbundled cost-of-service analysis and rate design rate study for JEA's electric system. The project consisted of three stages; 1) review of JEA's 10-year revenue and revenue requirement forecasting procedure, 2) performing a detailed unbundled cost of service analysis incorporating all the customers served by JEA, 3) designing electric rates based on the cost of service results and the financial aptitude of customers served by the electric system

9 Southern Maryland Electric Cooperative (SMECO) | AMI Business Case | 2012

Expert Witness and Consultant. Mr. Brown led the financial impact and cost benefit analysis of SMECO's AMI Business Case that was filed with the Maryland Public Service Commission (Case No. 9294). He prepared the analysis and provided direct and reply testimony to support the analysis that measured the overall impact of the AMI program using a Total Resource Cost (TRC) test based on the present value of the incremental revenue requirements during the deployment and a ten or fifteen-year post-deployment period. Mr. Brown testified during the hearing in support of the TRC measure as well as supporting a 15-year depreciable life for AMI meters. He also prepared a rate impact analysis that incorporates the AMI Business Case costs and benefits into the SMECO 10-year Financial Forecast to project the rate impacts of the AMI program on SMECO's customer-members.

Principal Consultant

Specialization:
 Financial Planning
 Cost of Service
 Rate Design
 Valuation
 Depreciation
 Risk Analysis

Education

- M.B.A., Finance, Rockhurst University, 2004
- B.S., Hotel and Restaurant Management, University of Missouri, 1997

Professional Associations

- Society of Depreciation Professionals

Year Career Started

1997

Joined Black & Veatch

2004

10 Union Gas, Gaz Metro, Enbridge Gas Distribution (Market Area Shippers) | TransCanada Pipeline Rate Case Support | 2012

Project Manager. Mr. Brown managed a team of Black & Veatch professionals that provided regulatory consulting to a group of Canadian gas distribution utilities in the analysis of a natural gas pipeline rate case filed by TransCanada. He led the development of numerous models of the TCPL filing and prepared various scenarios and sensitivities that modified the revenue requirements, cost allocation, and toll design. The results of these studies were then used by the Market Area Shippers to guide their response to TCPL's filing. Black & Veatch also supported the group's position by filing direct evidence with the National Energy Board (NEB).

11 New York Independent System Operator | Rate Schedule 1 Unbundling Study | 2011

Project Manager and Senior Consultant. Mr. Brown was the project manager for a cost allocation and rate design study for the New York Independent System Operator (NYISO) Rate Schedule 1 (RS-1). RS-1 is the NYISO tariff that recovers NYISO's annual operating budget. Currently, the RS-1 tariff is a bundled rate design, with a single charge based on injection MWh for generators (supply) and one for withdrawals MWh for transmission users (load). The current allocation of costs between load and supply is 80%/20%, respectively. The scope of the Black & Veatch study was to unbundle the NYISO's costs and develop a proposal for an unbundled rate design, along with determining an updated recommendation for the load/supply split of costs if bundled rates are to be continued.

12 Board of Public Utilities (BPU), Kansas City, KS | Electric Utility Financial Forecasting, Revenue Requirements, Cost of Service, and Rate Design | 2010

Project Manager and Senior Consultant. Mr. Brown was the project manager and lead consultant for the BPU in the preparation of financial forecast and revenue requirements, unbundled class cost of service, and rate design for the electric utility. The analysis included development of a comprehensive cost of service model, five year projection of revenue requirements and development of rates to meet the projected capital investment and operating requirements of the utility. Rate design enhancement to the BPU's existing rates include electric heating rates, seasonal rate designs, addition of a Medium General Service class, enhancements to the BPU's fuel recovery charge (Energy Rate Component) and creation of an Environmental Surcharge (ESC) Rider to recover capital costs of mandated environmental projects. Mr. Brown submitted direct and rebuttal testimony supporting the study during the rate hearing process. The recommended rate plan included a four-year series of rate increases that was unanimously approved by the Board.

Mr. Brown has continued to support the BPU on numerous projects since the completion of the rate study including developing time of use rates for industrial customers, an economic development program for the utility, all electric rates for a group of contract customers, contract rates for all electric schools, financial planning and scenario analyses for supply side alternatives, bond financing support including Engineer's Certificates, and litigation support in a customer billing dispute.

13 Newark, DE | Electric Utility Financial Forecasting, Revenue Requirements, Cost of Service, and Rate Design | 2010

Project Manager and Lead Consultant. Mr. Brown was the project manager for a comprehensive rate study for the electric utility of Newark, Delaware. The study included a detailed five-year financial forecast, capital plan financing, unbundled cost of service, and rate design. Rates were redesigned for all principle rate classes. Rate concepts being considered include tiered rate blocks, seasonal rate differentials, partial and full revenue decoupling including straight fixed variable rate design for the city's largest customer, the University of Delaware. The Rate Study included a Stakeholder Communication Program that consisted of a series of presentations to a committee of stakeholders that represented each of the city's rate classes. Stakeholder presentations were held at the completion of each stage of the rate study process to communicate the progress to the community.

14 Missouri Gas Energy | Weather Normalization, Customer Annualization, Rate Design | 2009

Project Manager and Lead Analyst. Mr. Brown was the Project Manager and Lead Analyst in MGE's filing for a gas rate increase before the Missouri Public Service Commission. He led the analysis that supported direct filed testimony for normal heating degree-days, weather normalization, customer annualization, and rate design. The case emphasized innovative rate decoupling mechanisms in MGE's rate design options, such as maintaining a straight fixed variable (SFV) rate design for the Residential class and expanding SFV rate design for the Small General Service class.

15 Brownsville, TX Public Utilities Board | Financial Forecasting, Revenue Requirements, Unbundled Cost of Service, and Rate Design | 2009–2011

Project Manager and Lead Analyst. Mr. Brown was the Project Manager and Lead Analyst for the Brownsville PUB (BPUB) in the preparation of financial forecast and revenue requirements, unbundled class cost of service, and rate design for the electric utility. The analysis includes development of a comprehensive cost of service model, five year projection of revenue requirements and development of rates to meet the projected capital investment requirements of the utility. The Study included creating Time-of-Use rates and defining the BPUB's policy on net metering. Black & Veatch has continued to support the BPUB with various tasks since the completion of the study including development of a multi-tier, inclining block residential rate design.

16 Various Clients | Depreciation Rate Studies | 2005–2011

Project Manager and Lead Consultant. Mr. Brown has been the lead consultant and project manager on numerous depreciation studies for electric, gas, and water utilities. Mr. Brown has developed depreciation rates for clients using both the whole life and remaining life methods. For mass property accounts, his analyses generally consist of developing average service lives by FERC account using actuarial (retirement rate) analysis or simulated plant balance methods, depending on the available data in and if aged (vintage year) plant records are available. Using average service lives, whole life depreciation rates are developed after factoring in allowance for net salvage. This is followed by an analysis of

depreciation reserve to determine any reserve deficiency or excess that would be recovered through a remaining life accrual rate. Benchmarking or survey methods have been used to develop depreciation rates when historical data is not available or unreliable. For unit property (generally electric generation assets or water treatment plants) remaining life depreciation rates are developed using a life-cycle approach that factors in planned retirement dates and interim major and minor additions and replacements. Mr. Brown has performed depreciation studies for the following clients: Old Dominion Electric Cooperative (electric), Santee Cooper (electric and water), Cheyenne Light, Fuel & Power (electric and gas), Black Hills Power (electric), Georgia Transmission Corp (electric), SourceGas (gas), Southern Maryland Electric Coop (electric), Northern Kentucky Water District (water), and Missouri Gas Energy (gas).

17 City of St. Joseph, MO | Revenue Requirements and Cost of Service Rate Studies | 2005–2012

Project Manager and Lead Consultant. For the past eight years, Mr. Brown has served as the lead consultant and project manager for a revenue requirements and cost of service rate study for the municipal wastewater utility of the City of St. Joseph, Missouri. In this role, he is responsible for providing comprehensive financial planning services for the sewer enterprise fund. Tasks included development of five-year revenue requirements, allocation of costs to functional components and design of rates. Mr. Brown has made presentations of the proposed rates and cost allocations to both the city's industrial customers, to City Council, and in public hearings.

18 Black Hills Energy (f/k/a Aquila) | Cost of Service, Rate Design, and Weather Normalization | 2005, 2008

Lead Analyst. Mr. Brown was a key team member in Black Hills Energy's rate cases in its Iowa and Colorado jurisdictions. He assisted in the development of class cost of service, rate design, development of normal heating degree-days (HDDs), and weather normalization analyses in connection with filings for gas rate increases before the Iowa Utilities Board. These analyses included development of normal HDDs using the hinge-fit methodology as an alternative to the traditional NOAA 30-year normals, performing statistical analysis in connection with the weather normalization (heating and grain drying) of sales, synchronization and annualization adjustments, preparation of class cost of service models, rate design, and preparing exhibits for expert witness testimony.

19 City of St. Joseph, MO | Financial Capability Analysis | 2008–2009

Project Manager and Lead Consultant. Mr. Brown prepared an Affordability Analysis for the City to evaluate the potential financial impact of the City's combined sewer overflow (CSO) Long Term Control Plan (LTCP) on the City and its residents. The analysis is a tool used to evaluate the impact of CSO projects on the city and used to negotiate an implementation schedule to construct the EPA mandated projects. The basis of the analysis is the EPA document "Combined Sewer Overflows – Guidance for Financial Capability Assessment and Schedule Development." The result of the analysis is to determine the overall "burden" on the residents of the CSO community, classified as low, mid-range, or high burden.

20 Pacific Gas and Electric | Valuation Studies | 2005–2011

Financial Analyst. Mr. Brown assisted in the development of two comprehensive valuation studies to determine the fair market value of a portion of PG&E's electric transmission and distribution system in Yolo County, California and the South San Joaquin Irrigation District in response to condemnation proceedings related to the desired municipalization of the areas. A model to determine fair market value was developed based on replacement cost new (RCN) and replacement cost new less depreciation (RCNLD) using appropriate Iowa Survivor Curves and Condition Percent tables. The final determination of FMV was adjusted for other factors such as going concern, net salvage liabilities, stranded assets and severance costs.

21 Colorado Springs Utilities | Capital Project Prioritization | 2006, 2009

Lead Analyst. Mr. Brown was the lead analyst on an innovative capital project prioritization process for Colorado Springs Utilities' Raw Water System. The engagement applies the Strategic Value Creation Process to quantify the physical and financial parameters of Capital and O&M projects identified for the utility's raw water system. A wide variety of projects and risk are then prioritized to develop the system capital improvement plan while taking into account utility risk tolerance, budget constraints and other planning criteria.

22 SourceGas, (f/k/a Kinder Morgan) | Rate Case Support | 2006 –2007

Financial Analyst. Mr. Brown assisted on numerous projects for Kinder Morgan's retail gas distribution system. He assisted with the preparation of a depreciation rate study for properties in Wyoming, Colorado, and Nebraska. He prepared models and assisted with testimony preparation related to normal heating degree days (HDDs) and weather normalization adjustments for Wyoming and Nebraska. He also prepared a comprehensive revenue requirements model for Nebraska.

Annexe 3 : Approche retenue par certains autres distributeurs gaziers

Le cas de l'Alberta

La composante accès

Les deux distributeurs de gaz naturel de l'Alberta, ATCO Gas and Pipelines Ltd. et Altagas Utilities Inc sont présentement soumis à un mécanisme incitatif à la performance⁷⁴.

Cependant, dans le cadre de la cause tarifaire précédant la mise en place du mécanisme incitatif⁷⁵, la commission albertaine avait accepté que les composantes accès et capacité soient fixées à des taux négociés de 45 % et 55 % respectivement pour AltaGas Utilities Inc.

«With regard to the COSS, parties agreed, for the purposes of this GRA, Mains Pipe will be classified as 45 % customer and 55 % demand. In AUI's submission, this classification is not unreasonable as it reflects movement towards a more narrowly defined concept of a "minimum system". In addition to AUI's outside diameter length approach, AUI notes there are a number of approaches that have been utilized in Alberta and other jurisdictions to determine what portion of the mains is related to demand and what portion is required simply to provide a customer with utility service (i.e. the minimum system). While AUI takes no position on the appropriateness of the methods referenced in the UCA's evidence, it has agreed further analysis of this cost is appropriate. Pending receipt of this additional study, parties have agreed to the above noted classification for the purposes of this GRA.»⁷⁶

En ce qui concerne ATCO Gas, les proportions accès et capacité ont été fixées aussi de façon négociée, à 35 % et 65 % respectivement⁷⁷.

«Evidence was provided by the UCA that provided numerous examples of what other jurisdiction use to classify mains. There is no definitive methodology as each method has pros and cons. The SP agreed to classify mains based on a factor that is within the reasonability.»⁷⁸

On observe que le fait que ces proportions soient considérées comme «raisonnables» est un facteur qu'a retenu la commission dans sa décision. Il y a plusieurs méthodes qui ont chacune leurs mérites mais qui présentent toutes des difficultés. La commission albertaine a ainsi accepté des proportions négociées sur la base du fait qu'ils soient raisonnables et alignés avec ce que produirait une des méthodes.

⁷⁴ Alberta Utilities Commission, Decision 2012-237

⁷⁵ 2008-2009 General Rate Application – Phase II, Negotiated Settlement, AltaGas Utilities Inc

⁷⁶ Alberta Utilities Commission, decision 2011-073, appendix 3, page 9.

⁷⁷ Alberta Utilities Commission, Decision 2010-291, page 28.

⁷⁸ Alberta Utilities Commission, Decision 2010-291, page 28

La composante capacité

Atco et AltaGas Utilities Inc allouaient la composante capacité du coût des conduites principales sur la base de la pointe non coïncidente.⁷⁹

Le cas d'Enbridge au Nouveau Brunswick

La composante accès (customer component)

À l'issue d'une cause traitant du coût de service et de la structure tarifaire en 2010, la composante capacité est estimée à partir de la méthode du réseau minimal. Dans cette cause, la méthodologie de l'allocation des coûts, la segmentation de la clientèle et la structure tarifaire de Enbridge Gas New Brunswick (EGNB) ont été revus⁸⁰. Pour ce travail, le distributeur s'est fait accompagner par le Dr. Overcast de la firme Black&Veatch, le même qui a été retenu par Gaz Métro.

Les parties reconnaissaient que la composante accès comporte une certaine capacité. Pour palier à cette lacune de l'approche du réseau minimal, la classe de la clientèle à faible débit ne sera pas prise en compte dans la répartition de la composante capacité des coûts des conduites principales.

« the Board determines that, as originally proposed by EGNB, the SGS class will not be allocated any portion of the demand cost. »⁸¹

La composante capacité (demand component)

EGNB alloue les coûts relatifs à la capacité du réseau en fonction de la demande de chaque classe de la clientèle lors de la journée la plus froide.

«EGNB proposes to divide the costs in proportion to each class's contribution to the peak design day demand. To accomplish this, EGNB forecasts the demand put on the system by each class on the coldest day the system is designed to accomodate (the peak design day).»⁸²

Le cas d'enbridge en Ontario

⁷⁹ AUC Decision 2010-291, page 28 et AUC Decision 2011-073, page 17.

⁸⁰ Decision in the matter of a Review of a cost of service Study filed by Enbridge Gas New Brunswick LP, december 21, 2010, New Brunswick Energy and utilities Board.

⁸¹ Decision in the matter of a Review of a cost of service Study filed by Enbridge Gas New Brunswick LP, december 21, 2010, New Brunswick Energy and utilities Board., page 9.

⁸² Decision in the matter of a Review of a cost of service Study filed by Enbridge Gas New Brunswick LP, december 21, 2010, New Brunswick Energy and utilities Board., page 9.

En 1994 Enbridge adoptait l'approche de l'intercepte zéro pour évaluer la portion accès des coûts des conduites⁸³. Cette approche est utilisée encore à ce jour.

La composante capacité est allouée en fonction d'une combinaison de la pointe coïncidente et de la pointe non coïncidente comme en témoigne cet extrait d'un échange avec ce distributeur.

«Q: How is the capacity component of mains costs allocated (coincident peak day?). What is the rationale used. If the coincident peak day method is used, how are capacity costs allocated to interruptibles?»

R: TP, HP, and LP demand allocators are based on the volumetric contribution of each rate class on the peak demand day. For heat sensitive customers, a rate class's contribution to peak is calculated by multiplying the Design Degree day (the max degree day for which the system is designed) by average use per degree day for each rate and revenue class. For Unbundled customers, allocators are Non-Coincident Peak. For example, EGD has some gas-fired power generation customers whose peak consumption is in summer (when electricity consumption is highest in Ontario). In this case, the rate class's total Contract Demand volume is assumed.»

Le cas de Union Gas en Ontario

Le territoire du distributeur est divisé en deux grandes régions et l'allocation de coûts n'est pas effectuée selon la même méthodologie dans chacune des régions. Les tarifs sont aussi différents chez Union South et Union North.

La composante accès (customer component)

Depuis 2007, Union South et Union North utilisent toutes deux la méthode du réseau minimal désigné sous le nom de «minimum plant».

«The minimum plant method generates the most consistent and reasonable results. The other methods discussed above vary from year to year, system to system, and can yield illogical values for the customer related portion.»⁸⁴

La composante capacité (demand component)

La capacité est allouée en fonction de la demande quotidienne maximale chez Union South.

⁸³ EBRO-487

⁸⁴ EB-2005-0520, Exhibit G1, tab. 1, page 9.

Chez Union North, la capacité est allouée selon une méthode qui marie la capacité allouée et utilisée (peak and average day demand).

« The allocation of distribution demand costs to customers in Union South is based on the design day demand of firm and interruptible customers served by distribution facilities. Distribution demand costs are allocated to the rate classes in the North area using system peak day demand and system peak and average day demand. »⁸⁵

⁸⁵ EB-2011-0210, Exhibit G3, tab. 1, schedule 1, page 16.