

PLAN DE DÉVELOPPEMENT
- SUIVIS DE LA DÉCISION D-2013-106

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION3

1 CARACTÉRISTIQUES ET HISTORIQUE DES CLIENTS PERDUS3

1.1 Définition du terme « client » dans le cadre de l'analyse..... 3

1.2 Méthodologie pour suivre les pertes de clients 4

1.3 Caractéristiques des clients perdus en 2012-2013 4

1.4 Analyse des pertes historiques 5

2 RENTABILITÉ DISTINCTE DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL UNIFAMILIAL7

2.1 Utilisation d'un coût d'opération marginal global de 157 \$ pour tout marché..... 8

2.2 Analyse de rentabilité du plan de développement..... 9

2.3 Étapes subséquentes d'analyse 9

INTRODUCTION

1 Dans sa décision D-2013-106, la Régie de l'énergie (la « Régie ») demandait à Société en
2 commandite Gaz Métro (« Gaz Métro ») de lui présenter deux suivis en ce qui a trait au plan de
3 développement :

- 4 • Présentation des caractéristiques des clients perdus et analyse des données
5 historiques; et
- 6 • Présentation distincte de la rentabilité des projets de petits clients résidentiels en
7 unifamilial.

8 Par cette même décision, la Régie demandait également à Gaz Métro « *d'utiliser un coût*
9 *marginal d'opération de long terme de 157\$ dans l'analyse de rentabilité du plan de*
10 *développement résidentiel et CII. Cette valeur pourra être revue dans un prochain dossier*
11 *tarifaire lorsque le distributeur produira une évaluation de ces coûts.* »

1 CARACTÉRISTIQUES ET HISTORIQUE DES CLIENTS PERDUS

12 La Régie demande à Gaz Métro de présenter les caractéristiques des pertes de clients de
13 l'année financière 2012-2013 ainsi qu'un historique. Gaz Métro présente la méthodologie
14 utilisée et ensuite les constats de l'analyse ainsi que les limites associées à l'analyse soumise.

1.1 Définition du terme « client » dans le cadre de l'analyse

15 Lors de la réalisation de projets de développement, des investissements sont requis pour le
16 raccordement d'un client au réseau. Gaz Métro considère qu'une partie des investissements
17 porte sur la réalisation de branchements. Un branchement peut contenir un ou plus d'un
18 compteur et pour chaque compteur, il y a un numéro d'installation qui lui est attribué. Chaque
19 client a une installation. Le système informatique actuellement en place permet à Gaz Métro de
20 suivre les consommations des clients en fonction des numéros d'installation. Depuis le projet
21 Héritage, Gaz Métro peut suivre la consommation des clients sous un seul système
22 informatique.

23 La distinction entre un client et une installation est importante aux fins de la présente analyse.
24 Un client est identifié par un « compte de contrat » associé à une installation. Chaque

1 installation, qui s'apparente à l'adresse de service, peut avoir un historique de plus d'un compte
2 de contrat. Ainsi, une installation peut avoir desservi plusieurs clients durant sa durée
3 d'utilisation. Ce qui compte dans le cadre de l'analyse de durée de la clientèle c'est plutôt la
4 durée d'un service à une installation. Ainsi, comme les numéros d'installation sont fixes et ne
5 sont pas régénérés lors d'un changement de client, c'est cet élément qui sera analysé.

1.2 Méthodologie pour suivre les pertes de clients

6 Trois conditions sont nécessaires afin qu'un client soit considéré comme perdu :

7 1^{re} condition : Il n'y a pas eu de facture d'émission à une installation durant une période
8 consécutive de 12 mois. L'utilisation de la facture plutôt que de la consommation de gaz permet
9 à Gaz Métro de ne pas considérer les installations qui sont actives avec un compte client actif.
10 Une installation peut être active sur une période de plus de 12 mois consécutifs sans qu'il n'y ait
11 aucune consommation de gaz naturel. Malgré le fait que ces clients ne consomment pas de gaz
12 naturel, ils se voient charger des frais de base mensuellement. Par exemple, ce pourrait être un
13 client qui a, pour seul équipement, un foyer qu'il a fermé sur une longue période de temps. Ce
14 dernier pourra, quand il le souhaitera, consommer du gaz naturel via son foyer sans démarche
15 auprès de Gaz Métro. Il ne doit pas être considéré comme un client perdu.

16 2^e condition : Le statut du compte de contrat associé à l'installation n'est plus actif.

17 3^e condition : Une facture doit avoir été émise au compte de contrat de l'installation le mois
18 précédant la période de douze mois de non-facturation. Sans cette condition, l'installation
19 comptera en double dans l'analyse. Finalement, le client est considéré perdu au 12^e mois.

1.3 Caractéristiques des clients perdus en 2012-2013

20 L'analyse des pertes de clients pour 2012-2013 ne porte que sur une année financière
21 incomplète. L'analyse a été effectuée du 1^{er} octobre 2012 au 31 août 2013. Il manque donc le
22 mois de septembre pour avoir le nombre de clients perdus au cours d'une année complète.

23 Gaz Métro a également évalué quel était le volume perdu au cours de cette année. Elle a posé
24 comme hypothèse que le volume perdu pour un client était équivalent au volume annuel de ce
25 client au cours de l'année 2011. En effet, il est possible qu'un client considéré perdu en 2013 ait
26 arrêté de consommer (revenus nuls) depuis plus de 12 mois. Par exemple, un client qui au
27 31 août 2013 n'aurait pas reçu de facture au cours des douze derniers mois aurait pu cesser de

1 consommer bien avant. Il n'aurait pas été considéré perdu l'année précédente puisqu'à ce
2 moment-là, il n'avait pas encore 12 mois d'arrêt de consommation. L'utilisation des volumes de
3 l'année 2011 est donc une hypothèse adéquate pour estimer la perte de volumes. Le tableau
4 suivant indique le nombre de clients et les volumes perdus par marché.

5 **TABLEAU 1 : PERTE DE CLIENTS PAR MARCHÉ**

Marché	Nombre	Volumes 2011 (m ³)
Résidentiel	1 840	1 513 823
Commercial	797	7 195 477
Institutionnel	14	536 270
Industriel	3	13 735 688
Total	2 654	22 981 258

6
7 Ce tableau présente les pertes de clients, mais certains éléments d'analyse, au niveau des
8 caractéristiques des clients, pourraient davantage mettre en contexte la nature de ces pertes de
9 clients. Par exemple, quelle est la nature des clients perdus (chauffage, foyer, etc.)? Depuis
10 combien de temps ces clients étaient des clients de Gaz Métro? Ce type de questions ne peut
11 être répondu pour le moment et limite largement la nature de l'interprétation de cette analyse
12 qui pourrait être effectuée par ces données préliminaires.

1.4 Analyse des pertes historiques

13 Tel que mentionné lors de l'audience¹, il n'est pas possible de retracer les informations pour les
14 années financières antérieures à 2013.

15 Lors de la migration de l'ancien système de facturation à SAP, les comptes de contrat inactifs
16 n'ont pas été traités. Ils n'ont donc pas pu être assignés à une installation, limitant ainsi
17 grandement la valeur de l'analyse produite. Cette migration a eu lieu le 9 avril 2012. Comme la
18 consommation est liée à un compte de contrat, ceci implique que Gaz Métro ne peut pas
19 identifier à quel moment la consommation à cette installation a cessé.

20 Compte tenu des délais entre la décision D-2013-106 et le dépôt du présent dossier, Gaz Métro
21 n'a pas été en mesure de trouver des solutions pour contourner cette problématique.

¹ R-3809-2013, A-0139, Transcriptions du 29 avril 2012

1 Gaz Métro s'engage à poursuivre ses efforts dans les prochains mois afin de mettre en place
2 les conditions nécessaires à l'analyse plus poussée de la perte de clients. Il est peu probable
3 que Gaz Métro réussira à présenter un historique tel que demandé par la Régie étant donné le
4 manque de données accessibles d'un point de vue historique. Gaz Métro s'engage tout de
5 même à continuer son travail de recherche pour tenter de trouver des données plus utiles à
6 l'analyse du suivi des clients, analyses qui seront présentées dans le cadre des prochains
7 dossiers tarifaires.

8 **Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte du suivi de la présentation des**
9 **caractéristiques des clients perdus pour l'année 2012-2013 et de prendre acte qu'un suivi**
10 **sur les pertes historiques sera présenté dans le cadre de la Cause tarifaire 2015.**

2 RENTABILITÉ DISTINCTE DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL UNIFAMILIAL

1 La Régie, dans sa décision D-2013-106, demande à Gaz Métro de présenter de façon distincte
2 la rentabilité des projets résidentiels ne comprenant que des clients en unifamilial. Gaz Métro
3 considère le marché résidentiel unifamilial comme étant un marché de masse qui regroupe les
4 maisons unifamiliales ainsi que les condominiums individuels. La rentabilité de ce marché est
5 sensible aux fluctuations des investissements requis pour sa desserte.

6 Actuellement, les prévisions portant sur la rentabilité du plan de développement des nouvelles
7 ventes sont réalisées par marché selon la segmentation : Résidentiel, Affaires et VGE. Ces
8 marchés sont ensuite sous-segmentés entre les nouveaux clients et les ajouts de charge. Une
9 nouvelle segmentation ou une segmentation plus détaillée n'est pas possible sans changer la
10 méthodologie présentement utilisée pour le plan de développement des ventes. Il n'est donc
11 pas possible de répondre intégralement à la demande de la Régie dans les délais prescrits.

12 Toutefois, il est possible pour Gaz Métro de présenter la rentabilité des clients spécifiques du
13 sous-marché de l'unifamilial basée sur les projets signés et des projets potentiels des clients
14 individuels de l'année financière 2013. Sans être une prévision, ce calcul permet de donner un
15 aperçu de la rentabilité de 2014 pour le sous-marché résidentiel unifamilial basé sur les projets
16 signés en 2013. La rentabilité de ces projets est présentée au tableau 3 et a été calculée avec
17 et sans les nouveaux paramètres financiers.

TABLEAU 3
RENTABILITÉ DES PROJETS

Rentabilité des projets 2013	Anciens paramètres	Nouveaux paramètres
Marché de l'unifamiliale	7,94%	5,48%

18 Un coût d'opération marginal de 157 \$ a été utilisé pour calculer la rentabilité, tel que demandé
19 par la Régie dans sa décision D-2013-106. La rentabilité devient donc inférieure au coût en
20 capital prospectif (CCP) de 5,63 % autorisé par la décision D-2013-106.

2.1 Utilisation d'un coût d'opération marginal global de 157 \$ pour tout marché

1 À la suite d'observations de la FCEI dans le cadre du Projet Côte de Terrebonne, Gaz Métro a
2 déposé une réplique dans laquelle elle expose les motifs pour lesquels elle ne partage pas
3 l'avis de la FCEI quant à la rentabilité du projet².

4 Un des points d'analyse portait sur l'utilisation d'un coût d'opération marginal de 157 \$ dans un
5 projet résidentiel. Gaz Métro a rappelé que ce montant, qui provient de l'expert retenu dans le
6 cadre du dossier R-3693-2009, découle d'une analyse économétrique effectuée à partir d'un
7 échantillon d'entreprises américaines. Il s'agit d'un montant global pour l'ensemble des marchés
8 qui ne peut pas être utilisé dans le calcul de la rentabilité par marchés ou sous-marché. À cet
9 égard, Gaz Métro a contacté Pacific Economics Group (PEG) (le consultant qui avait produit
10 l'étude initiale) et lui a demandé de déterminer, via une analyse économétrique, les coûts pour
11 la clientèle de petite consommation versus les coûts pour les autres clients. Bien que celui-ci
12 soit tout à fait en accord avec le fait que les dépenses d'opération de long terme sont moindres
13 pour les petits clients que pour les plus grands clients, les modèles économétriques ne
14 permettent pas de déterminer ces coûts sur la base de marchés distincts, tel que présenté à
15 l'annexe 1.

16 Par ailleurs, Gaz Métro a cherché, au cours des dernières semaines, à s'assurer qu'il existe
17 bien un écart de coût entre les différents marchés au niveau des dépenses d'opération
18 marginales de long terme. On se souviendra que Gaz Métro utilisait, avant la décision de la
19 Régie, des coûts d'opération différents dans le cadre d'études de rentabilité déposées auprès
20 de celle-ci. En effet, le coût pour le secteur résidentiel était de 43 \$ pour la première année et
21 de 41 \$ pour les années subséquentes. Pour les clients CII, il était de 248 \$ pour l'année 1 et
22 de 59 \$ pour les années subséquentes. Ainsi, l'écart entre le coût marginal du marché
23 résidentiel et celui du CII était de l'ordre de 30 % sur la base des années 2 à 40 (41 \$ vs 59 \$).
24 Il faut également noter que cet écart provenait d'une étude qui avait été effectuée à la fin des
25 années '90.

26 D'autre part, Gaz Métro peut confirmer que d'autres compagnies gazières canadiennes utilisent
27 des montants différents au niveau des dépenses d'opération lorsque vient le temps d'effectuer
28 leurs études de rentabilité de projets d'investissement.

² R-3851-2013, B-0018, Gaz Métro-3, Document 1

1 Ainsi, pour l'ensemble de ces raisons, Gaz Metro considère qu'il serait plus opportun de ne pas
2 appliquer le montant de 157 \$ pour le calcul de la rentabilité du plan de développement par
3 marché ou sous-marché de Gaz Métro.

2.2 Analyse de rentabilité du plan de développement

4 Lorsque le coût opération de 157 \$ a été appliqué pour calculer la rentabilité du Projet Côte de
5 Terrebonne, celle-ci est passée sous le coût en capital prospectif de 5,63 %. Dans le même
6 dossier, Gaz Métro a procédé à une analyse de sensibilité sur le taux de rendement afin de
7 déterminer quel serait le coût d'opération marginal qui permettrait au projet d'atteindre une
8 rentabilité de 5,63 %.

9 Gaz Métro a procédé à la même analyse de sensibilité sur la rentabilité des projets en
10 unifamilial de 2013. Basé sur cette hypothèse, le coût marginal d'opération de long terme
11 devrait être de 151,25 \$ afin d'obtenir une rentabilité égale au coût en capital prospectif pour le
12 sous-marché résidentiel unifamilial. Ce montant est légèrement inférieur au coût d'opération
13 global de 157 \$, mais encore très largement supérieur aux montants de 43 \$ et de 41 \$ que
14 Gaz Métro utilisait jusqu'à maintenant dans ce marché. Comme le coût marginal d'opération à
15 long terme du marché résidentiel est inférieur à celui du marché commercial, le coût pour le
16 marché résidentiel devrait être inférieur à 151,25 \$. Dans ce cas, le Taux de rendement interne
17 du sous-marché résidentiel unifamilial serait donc supérieur au coût en capital prospectif.

2.3 Étapes subséquentes d'analyse

18 Dans les prochains mois, Gaz Métro va effectuer une étude afin de déterminer le coût marginal
19 de long terme des dépenses d'opération de Gaz Métro. Les résultats de cette étude devraient
20 être présentés dans le cadre du dossier tarifaire 2015.

21 Entre-temps, étant donné le fait que les coûts d'opération marginaux pour le secteur résidentiel
22 sont moindres que ceux du secteur CII, Gaz Métro considère qu'il serait hasardeux pour la
23 Régie de n'utiliser qu'un seul et même montant (157 \$) de façon uniforme pour analyser la
24 rentabilité de tous les marchés et sous-marchés. Gaz Métro considère que le faible écart entre
25 le montant de 157 \$ et le montant nécessaire pour atteindre la rentabilité recherchée (151,25 \$)
26 pour le secteur résidentiel milite pour que la Régie autorise le plan de développement de cette
27 année, en attendant que les résultats de l'étude à venir soient présentés dans le prochain
28 dossier tarifaire pour déterminer plus précisément ces coûts d'opération.

- 1 **Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte de la présentation distincte de la**
- 2 **rentabilité des projets de petits clients résidentiels en unifamilial.**

**Rapport de Pacific Economics Group
sur les coûts marginaux de long terme d'opération**

Le 1^{er} octobre 2013.

1 Introduction:

On August 21 of this year, the Fédération canadienne de l'entreprises indépendantes (FCEI) filed a letter with the Régie de l'Energie ("the Régie") about the Demande d'autorisation pour réaliser un projet d'investissement visant l'extension du réseau dans la ville de Terrebonne (R-3851-2013).

In its letter, the FCEI claimed that :

« Le présent projet d'investissement ayant été déposé avant que la décision D-2013-106 ne soit rendue, Gaz Métro n'a pas intégré l'aspect à long terme du coût marginal et a plutôt utilisé un coût marginal de court terme d'environ 41 \$ par client. La valeur actuelle nette (VAN) sur 40 ans qui en découle est de - 351 872 \$.

La FCEI calcule que la VAN sur 40 ans de l'écart entre 157 \$ et 41 \$ est d'environ 743 000 \$. Par conséquent, lorsque le coût marginal ordonné par la Régie est utilisé, l'analyse présente une VAN positive ($VAN = -351\,872\ \$ + 743\,000\ \$ > 0$) et implique un impact à la hausse sur les tarifs.

Ainsi, en fonction des paramètres approuvés par la Régie, le projet tel que présenté n'est pas rentable. »

Gaz Métro has contacted Pacific Economics Group Research, LLC. to comment on the appropriateness of using the 157\$ figure for the evaluation of the project's profitability.

2 Context:

In its letter, the FCEI refers to the Régie's decision (D-2013-106) which states that Gaz Métro should:

« d'utiliser un coût marginal d'opération de long terme de 157 \$ dans l'analyse de rentabilité du plan de développement résidentiel et CII. »

The 157 \$ figure comes from my response to Information Request #13 of the FCEI in the Renouveau du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de Gaz Métro (Application R-3693-2009, exhibit GM – 5, document – 5), where I indicated :

Since

Elasticity = marginal cost / average cost,

it is also true that

Marginal cost = elasticity x average cost.

Our econometric work suggests that, at mean values of the business conditions in our US sample, the elasticity of cost with respect to the number of customers

served is .80 for O&M expenses but only 0.34 for capex. We could in principle use these results to provide the following marginal cost estimated for Gaz Metro.

$$MC_{\text{Opex}} = \$ 737 \times .80 = \$ 590$$

$$MC_{\text{Capex}} = 634 \times .34 = \$ 216.$$

However, we do not believe that these estimates would be accurate because the elasticity of O&M expenses and capex with respect to customers in the United States is likely to be much higher than that for Gaz Metro due to a higher level of customer density in the States.

The mean estimates of the marginal costs of customers for the utilities in our sample with respect O&M and capex are, in 2008 dollars, \$157 and \$62.”

3 Analysis:

Based on our experience, the O&M expenses incurred to serve the marginal residential customer should be materially lower than those incurred to serve the marginal non-residential customer. One reason is the smaller scale of a residential customer's typical service facilities. Another is the lower cost of managing the customer relationship.

We attempted to test this hypothesis by estimating the O&M expenses gas distributors incur, in the long run, to serve marginal residential and non-residential customers. Our research methodology was broadly similar to that which we employed to prepare the original \$157 estimate of the marginal cost of growth in the *total* number of customers when working for the Gaz Metro Task Force. We estimated the parameters of an O&M cost model econometrically using data on the operations of US gas distributors. Estimates of long run marginal costs were derived from the estimates of cost model parameters using average cost data.

Our new econometric work was based on the larger gas utility database that we used to prepare our November 2012 X factor report for Gaz Metro. This database has two notable advantages over the one we used in our March 2011 Gaz Metro Task Force research. One is that the cost data, gathered and processed by SNL Financial, are all obtained from public sources. The other is that the substantially larger size of the dataset permits us to estimate model parameters more exactly, to employ more flexible functional forms, and to identify additional business conditions that drive O&M expenses. Econometric theory suggests that including all relevant business conditions in a cost model reduces bias in parameter estimates.

In totality, we used data for 66 companies in our new O&M cost research (the Task Force sample had 33 companies). The sample period was 1998–2010, whereas our Task Force research was based on the 1998-2008 sample period. The year 2010 is the latest for which we have gathered and processed all of the requisite data for the research.

4 Results:

The larger data set made it possible to use flexible translogarithmic functional forms for the cost models and to identify additional drivers of O&M expenses. Line miles and residential and commercial delivery volumes were both found to be statistically significant cost drivers. Additionally, we were able to add % of miles bare steel to the roster of additional business condition variables (that previously comprised % of mains cast iron, the number of electric customers served, and an urban core binary variable) which we employed in our O&M research for the Task Force.

Due to substantial multicollinearity amongst the output variables, we were unable to develop robust estimates of the marginal O&M costs of both residential and non-residential customers. Estimates of the marginal cost of *residential* customers were typically well below estimates of the marginal cost of growth in the *total* number of customers served. Our best estimate of the marginal cost of serving residential customers is \$98 in 2013 dollars. Estimates of the marginal cost of non-residential customers were much more variable, and many were implausible.

Based on our research, we recommend that the Regie not use our \$157 econometric estimate of the marginal O&M cost of total customer growth --- which was based on older data and a smaller sample --- as a proxy for the marginal cost of residential customers pending the preparation of more precise estimates.