

**CONDITIONS DE SERVICE ET
DISPOSITIONS TARIFAIRES APPLICABLES
AU TARIF DE RÉCEPTION DE GAZ NATUREL**

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE	4
INTRODUCTION.....	6
1 CONDITIONS DE SERVICE	8
1.1 CHAPITRE 1 – APPLICATION.....	8
1.2 CHAPITRE 5 – MESURAGE	9
1.2.1 Article 5.3.2 – Fréquence des lectures	9
1.3 CHAPITRE 8 – DÉPÔT	9
1.3.1 Article 8.1 – Exigibilité.....	10
1.3.2 Article 8.2 – Montant.....	10
1.3.3 Article 8.4 – Délai de conservation	11
1.3.4 Article 8.6.1.3 – Utilisation du dépôt	11
1.4 CHAPITRE 9 – RECOUVREMENT	12
1.4.1 Article 9.4.2 – Visite de perception	12
1.4.2 Article 9.4.3 – Interruption pour non-paiement	12
2 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE	13
2.1 CHAPITRE 14 – ÉQUILIBRAGE	13
2.1.1 Profils de consommation et d'injection	15
2.1.2 Paramètres du tarif d'équilibrage	19
2.1.3 Formule du tarif d'équilibrage	22
2.1.4 Article 14.1.2.4 – Prix moyen.....	25
2.1.4.1 Détermination du prix moyen	26
2.1.4.2 Fixation temporaire du prix moyen.....	27
2.1.4.3 Choix du prix personnalisé.....	28
2.1.5 Article 14.1.4.2 – Transposition des volumes.....	30
2.1.6 Article 14.1.5 – Déséquilibres volumétriques annuels.....	32
2.1.7 Article 14.2.1 – Application du service fourni par le client	36
2.1.8 Article 14.2.2 – Préavis de révisions des volumes nominés	37
2.1.9 Article 14.2.3.2 – Écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés	38
2.1.9.1 Maintien de la facturation des déséquilibres.....	38
2.1.9.2 Coût des déséquilibres.....	38
2.1.9.3 Diminution des occurrences.....	39
2.1.10 Résumé des choix d'équilibrage des producteurs.....	49

3	SERVICE DE DISTRIBUTION	49
3.1	CHAPITRE 16 – DISTRIBUTION.....	49
3.1.1	Article 16.1.2 – Tarif de distribution par défaut.....	49
3.1.2	Article 16.5.3 – Renouvellement de contrat et indemnité.....	50
3.1.3	Article 16.5.4 – Pression, composition et teneur calorifique.....	50
3.1.4	Article 16.5.5 – Révision de la capacité maximale contractuelle (CMC).....	52
3.1.5	Article 16.5.6 – Dépassements quotidiens de la CMC	53
3.1.5.1	Dépassements de CMC	53
3.1.6	Article 16.5.8 – Possession et contrôle.....	57
4	DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET AUTRES SUJETS	57
4.1	CHAPITRE 18 – DISPOSITIONS TRANSITOIRES	57
4.1.1	Article 18.2.2 – Retrait progressif des services de transport et d'équilibrage du distributeur	57
4.1.2	Article 18.2.6 – Calcul du prix d'équilibrage	58
4.2	AUTRES SUJETS	59
4.2.1	Processus de nomination et injection simultanée.....	59
5	PROPOSITIONS RELATIVES À LA PREUVE SPÉCIFIQUEMENT ABORDÉES EN PHASE 2	60
6	ANNEXE	62

1 **LEXIQUE**

2	Client consommateur	Client pour lequel Gaz Métro transporte et distribue du gaz
3		naturel aux fins de consommation à ses installations
4	CMC	Capacité maximale contractuelle
5	Injection	Fonction selon laquelle le producteur rend disponible le gaz
6		naturel dans le réseau gazier
7	OMQ	Obligation minimale quotidienne
8	Client producteur	Client qui injecte du gaz naturel dans le réseau gazier afin d'en
9		permettre le transport et la distribution
10	Point de livraison convenu	Lieu physique ou géographique où le gaz naturel est livré :
11		• au distributeur à un point spécifié à l'entente
12		contractuelle du service de fourniture de gaz naturel
13		fourni par le client ; ou
14		• en territoire sur le réseau gazier de Gaz Métro ou à
15		l'extérieur de celui-ci (hors territoire) à un point spécifié lors
16		de la nomination par le client assujetti au tarif D _R
17	Point de réception	Lieu physique où les installations des producteurs rejoignent les
18		nouvelles conduites de raccordement de Gaz Métro en vue de
19		l'acheminement du gaz naturel au réseau gazier existant
20	Point d'injection	Lieu physique où le gaz naturel est traité afin de respecter les
21		normes de qualité aux fins d'acheminement dans le réseau
22		gazier existant. Le point d'injection est situé au point de
23		réception ou entre le point de réception et le point
24		d'interconnexion au réseau Gaz Métro
25	Point d'interconnexion au réseau TCPL/TQM	
26		Lieu physique où le réseau gazier de Gaz Métro rejoint le
27		réseau de transport de TCPL/TQM

1	TCPL	TransCanada PipeLines Limited
2	TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
3	Transport TCPL/TQM	Transport de gaz naturel à l'intérieur du territoire de Gaz Métro
4		entre les différentes zones de consommation ou à l'extérieur du
5		territoire de Gaz Métro, via le réseau de transport TCPL/TQM
6	Volume nominé	Volume que le client s'engage à injecter dans le réseau de
7		distribution au cours d'une journée au point de livraison convenu
8	Zone de consommation	Zone géographique à partir du point d'interconnexion au réseau
9		TCPL/TQM délimitant la portion du réseau de Gaz Métro
10		rattaché à ce point d'interconnexion
11		

1 **INTRODUCTION**

2 Gaz Métro présentait, le 26 mai 2010, une demande pour autoriser la création d'un tarif de
3 réception de gaz naturel produit sur le territoire de Gaz Métro (R-3732-2010, pièce B-1,
4 Gaz Métro-1, Document 1).

5 Sous réserve de certaines modifications, la Régie de l'énergie (la « Régie ») approuvait, par la
6 décision D-2011-108, le tarif de réception, mais réservait sa décision sur l'ensemble du
7 document des *Conditions de service et Tarif*. Par ailleurs, elle demandait à Gaz Métro de
8 constituer un groupe de travail auquel participerait le personnel de la Régie et les intervenants
9 au dossier afin de traiter, notamment, des aspects suivants des conditions de service :

- 10 • Pression ;
- 11 • Composition du gaz naturel ;
- 12 • Mesurage ;
- 13 • Processus de nomination et responsabilité des producteurs injectant simultanément au
14 même point de réception ;
- 15 • Traitement des dépassements de CMC et révision de la CMC ;
- 16 • Traitement des écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés ;
- 17 • Assignation temporaire et cession de capacité ; et
- 18 • Exigence de dépôt et période de rétention de ce dépôt.

19 Trois séances de travail ont eu lieu les 17 octobre et 30 novembre 2011 ainsi que le 11 janvier
20 2012. Ces séances, auxquelles participaient le personnel technique de la Régie, ont permis de
21 discuter des enjeux identifiés par la Régie et d'aborder certaines préoccupations de Gaz Métro
22 et des intervenants au dossier.

23 Par sa décision D-2011-108, la Régie demandait qu'une preuve ainsi qu'une nouvelle version
24 des *Conditions de service et Tarif* soient présentées dans le cadre d'une phase 2 du dossier
25 R-3732-2010.

1 Afin de lui permettre de présenter des propositions en lien avec les approches retenues ailleurs
 2 au Canada, Gaz Métro a procédé à un balisage des conditions de service d'autres distributeurs
 3 ou transporteurs canadiens portant sur les sujets soulignés par la Régie dans la décision
 4 D-2011-108, lesquels sont énumérés au tableau ci-dessous. Le résumé de ce balisage se
 5 retrouve en annexe du présent document.

6 Afin de favoriser le repérage des propositions de Gaz Métro portant spécifiquement sur les
 7 éléments soulevés par la Régie, celles-ci sont présentées aux sections suivantes dans l'ordre
 8 des chapitres des *Conditions de service et Tarif* présentées aux pièces Gaz Métro-7,
 9 Documents 1 et 2.

Sujets D-2011-108	Références aux <i>Conditions de service et Tarif</i>
Pression	Chapitre 16, article 16.5.4
Composition du gaz naturel	Chapitre 16, article 16.5.4
Mesurage	Chapitre 1, article 1.3 et Chapitre 5, article 5.3.2
Processus de nomination et responsabilité des producteurs injectant simultanément à un même point de réception	Aucune
Traitement des dépassements de CMC et révision de la CMC	Chapitre 16, articles 16.5.5 et 16.5.6
Traitement des écarts entre les volumes injectés et les volumes nominés	Chapitre 14, articles 14.1.1, 14.1.2.2, 14.1.2.4, 14.1.3, 14.1.3.1, 14.1.4.2, 14.1.5, 14.2.1, 14.2.2, 14.2.3.2 et Chapitre 18, articles 18.2.2 et 18.2.6
Assignation temporaire et cession de capacité	Aucune
Exigence de dépôt et période de rétention de ce dépôt.	Chapitre 8, articles 8.1.2, 8.2, 8.2.3 et 8.4

10 Gaz Métro précise que les *Conditions de service et Tarif* reflètent l'ensemble des propositions
 11 présentées à la phase 1 qui sont maintenues ainsi que des modifications découlant des
 12 propositions de la phase 2.

1 **1 CONDITIONS DE SERVICE**

2 **1.1 CHAPITRE 1 – APPLICATION**

3 Les définitions relèvent du chapitre portant sur l'application. Les commentaires recueillis lors
4 des séances de travail portaient sur deux éléments. Premièrement, la nécessité de préciser
5 qu'un chromatographe constitue un appareil de mesurage. Deuxièmement, l'obtention de
6 l'assurance que le processus de validation des relevés de mesurage sera adéquat.

7 Gaz Métro confirme qu'un chromatographe sera installé à chaque point d'injection. Aux fins de
8 précision, Gaz Métro propose de modifier la définition de « Appareil de mesurage » afin d'y
9 inclure le chromatographe. La définition se lirait comme suit :

10 « APPAREIL DE MESURAGE »

11 *Tout appareil ou ensemble d'appareils servant à mesurer le gaz naturel retiré ou injecté par*
12 *le client, ce qui inclut notamment le compteur, muni ou non d'un dispositif de lecture à*
13 *distance, ou le chromatographe. »*

14 Aux *Conditions de service et Tarif* déposées dans le cadre de la phase 1, Gaz Métro définissait
15 le mot « nomination ». Ce mot est toutefois peu utilisé dans le document, Gaz Métro utilisant
16 plutôt l'expression « volume nominé ». Gaz Métro propose donc de remplacer la définition de
17 « nomination » présentée à la phase 1 par l'expression plus précise « volume nominé » et de
18 retrancher les guillemets, étant donné qu'une définition de « volume nominé » serait ajoutée
19 aux *Conditions de service et Tarif*.

20 La définition se lirait comme suit :

21 « VOLUME NOMINÉ »

22 *Volume que le client s'engage à injecter dans le réseau de distribution au cours d'une*
23 *journee, au point de livraison convenu. »*

24 Cette dernière définition entraîne cependant un ajustement de la définition de « point de
25 livraison convenu » approuvée par la décision D-2011-182¹ et permet de retirer la définition du
26 terme « point de livraison pour le client qui injecte » qui avait été proposée à la phase 1. La
27 définition se lirait comme suit :

¹ R-3752-2011, pièce B-0355, Gaz Métro- 14, Document 1

1 « POINT DE LIVRAISON CONVENU

2 *Lieu physique ou géographique où le gaz naturel est livré :*

- 3 • au distributeur à un point spécifié à l'entente contractuelle du service de fourniture de
4 gaz naturel fourni par le client ; ou
- 5 • en territoire sur le réseau gazier de Gaz Métro ou à l'extérieur de celui-ci (hors
6 territoire) à un point spécifié lors de l'engagement du volume nominé par le client
7 assujetti au tarif D_R . »

8 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver les modifications proposées aux définitions**
9 **« Appareil de mesure » et « Point de livraison convenu » ainsi que d'approuver la**
10 **définition de « Volume nominé ».**

11 1.2 CHAPITRE 5 – MESURAGE

12 1.2.1 Article 5.3.2 – Fréquence des lectures

13 Gaz Métro propose d'effectuer la lecture de l'appareil de mesure tous les jours chez les
14 clients assujettis au tarif D_R . Le dernier paragraphe de l'article 5.3.2 a donc été modifié comme
15 suit afin d'en préciser la fréquence.

16 « [...]

17 *De plus, dans les cas où le gaz naturel est facturé aux tarifs D_4 , D_{5_2} , D_R ou D_3 et D_5 en*
18 *combinaison, le distributeur lit l'appareil de mesure tous les jours. Dans le cas où le gaz*
19 *naturel est facturé au tarif D_3 sans combinaison avec le tarif D_5 , le distributeur lit l'appareil de*
20 *mesure tous les mois. »*

21 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la modification proposée à l'article 5.3.2**
22 **« Fréquence de lectures ».**

23 1.3 CHAPITRE 8 – DÉPÔT

24 En ce qui a trait à l'exigence de dépôt et de la période de rétention de ce dépôt², Gaz Métro
25 propose les modifications suivantes.

² Huitième élément du paragraphe 119 de la décision D-2011-108.

1 1.3.1 Article 8.1 – Exigibilité

2 Gaz Métro propose d'assujettir les clients du tarif D_R à l'article 8.1.2 applicable aux autres
3 clients (à l'exception des clients à usage domestique pour lesquels un article distinct est
4 applicable). Ceci entraîne un changement au niveau du titre de cet article. En effet, cet article
5 couvre les conditions de l'exigibilité des clients autres que ceux à usage domestique et le titre
6 est présentement « Autres usages ». L'expression « autres usages » ne permet pas d'y inclure
7 les clients du tarif de réception, lesquels ne font pas « usage » du gaz naturel, mais en font
8 plutôt l'injection dans le réseau gazier. Ainsi, Gaz Métro propose de modifier le titre de l'article
9 8.1.2 comme suit :

10 « AUTRES USAGES ET CLIENTS ASSUJETTIS AU TARIF D_R »

11 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la modification proposée à l'article 8.1.2.**

12 1.3.2 Article 8.2 – Montant

13 Gaz Métro propose de modifier l'article 8.2 afin qu'il reflète également la méthode de
14 détermination du montant de dépôt des clients assujettis au tarif D_R. Ainsi, l'article 8.2 serait
15 libellé comme suit :

16 « Le montant du dépôt exigé par le distributeur est déterminé en fonction de l'estimation ou
17 de l'historique des volumes retirés à l'adresse de service au cours d'une période de 12 mois
18 ou de la capacité maximale contractuelle dans le cas d'un client assujetti au tarif D_R. »

19 De plus, Gaz Métro propose de préciser, par l'ajout d'un article 8.2.3, les modalités de la
20 détermination du montant de dépôt dans le cas spécifique des clients assujettis au tarif D_R. En
21 effet, un lien entre la détermination du montant de dépôt et la capacité maximale contractuelle a
22 été discuté lors des séances de travail. Gaz Métro propose donc que l'article 8.2.3 se lise
23 comme suit :

24 « CLIENTS ASSUJETTIS AU TARIF D_R

25 Le montant du dépôt exigé par le distributeur n'excède pas un montant équivalant à l'OMQ
26 pour une période de 12 mois. »

27 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la modification à l'article 8.2 et l'ajout de**
28 **l'article 8.2.3 tels que libellés.**

1 1.3.3 Article 8.4 – Délai de conservation

2 Gaz Métro avait proposé, à la phase 1, que le délai de conservation pour les clients assujettis
3 au tarif D_R soit de 60 mois consécutifs. Gaz Métro a proposé, lors des rencontres du groupe de
4 travail, une modification à l'article 8.1.2 quant à l'exigibilité du dépôt à l'égard des clients du tarif
5 D_R, tel que discuté précédemment à la section 1.3.1. Lors de ces rencontres, les intervenants
6 représentant les clients producteurs ont alors manifesté leur accord à l'égard de cette
7 proposition, rendant par le fait même acceptable, à leurs yeux, la proposition originale de
8 Gaz Métro quant au délai de conservation. Par conséquent, Gaz Métro propose de conserver le
9 libellé suivant de l'article 8.4 tel que proposé lors de la phase 1 :

10 « DÉLAI DE CONSERVATION

11 *Le délai de conservation initial d'un dépôt est de :*

12 *1° 12 mois consécutifs ou tant que l'information obligatoire prévue à l'article 4.2.1 n'a pas été*
13 *fournie, s'il s'agit d'un client qui utilise le gaz naturel pour un usage domestique;*

14 *2° 36 mois consécutifs, s'il s'agit d'un client qui utilise le gaz naturel pour un autre usage;*

15 *3° 60 mois consécutifs, s'il s'agit d'un client assujetti au tarif D_R.*

16 *Lorsque, durant la période de conservation du dépôt, le client fait défaut de payer à la date*
17 *d'échéance, ne fut-ce qu'une seule facture de gaz naturel, le distributeur renouvelle le délai*
18 *de conservation du dépôt pour une durée équivalente au délai de conservation initial. »*

19 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver l'article 8.4 tel que proposé en phase 1.**

20 1.3.4 Article 8.6.1.3 – Utilisation du dépôt

21 Gaz Métro propose de modifier le libellé de l'article 8.6.1.3 proposé initialement à la phase 1
22 afin d'uniformiser le texte avec celui des articles 8.6.1.1 et 8.6.1.2. Le libellé serait également
23 modifié afin de prévoir la possibilité pour Gaz Métro d'appliquer en partie le dépôt en argent ou
24 le produit de la réalisation de toute garantie fournie par le client sur une facture impayée à la
25 date d'échéance. Tel que mentionné à la phase 1, ceci permettrait de refléter la complexité de
26 l'interruption des activités d'injection dans l'éventualité d'un défaut de paiement. De même, ce
27 nouveau libellé permettrait de préserver la clientèle des risques de mauvaises créances. La
28 proportion du dépôt utilisée serait à la discrétion de Gaz Métro mais devrait prévoir que, si
29 l'utilisation d'une portion du dépôt est nécessaire, la protection des risques de mauvaises
30 créances soit maintenue de manière comparable à celle pour les clients autres usages. Ceci

1 ferait en sorte que Gaz Métro pourrait conserver un solde résiduel de dépôt équivalant aux deux
2 factures consécutives les plus élevées sur une période de 12 mois.

3 L'article 8.6.1.3 serait modifié comme suit :

4 «Clients assujettis au tarif D_R

5 *Le distributeur peut, sans préjudice à ses autres droits et recours, appliquer, en partie, le*
6 *dépôt en argent ou le produit de la réalisation de toute garantie fournie par le client sur une*
7 *~~facture du client assujetti au tarif de réception lorsqu'une~~ sur une facture demeure impayée à*
8 *la date d'échéance. La proportion du dépôt ainsi appliquée est déterminée par le distributeur,*
9 *cependant le montant résiduel de dépôt ne peut être inférieur à l'équivalent de deux factures*
10 *consécutives les plus élevées au cours d'une période de 12 mois. »*

11 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver l'article 8.6.1.3 tel que proposé.**

12 **1.4 CHAPITRE 9 – RECOUVREMENT**

13 1.4.1 Article 9.4.2 – Visite de perception

14 L'article 9.4.2 est dédié aux modalités de la visite de perception, laquelle a lieu à l'adresse de
15 service. Dans le contexte des clients assujettis au tarif de réception, une visite de perception est
16 difficilement réalisable. L'article 1.3 des *Conditions de service et Tarif* définit l'expression
17 « *adresse de service* » comme « *l'adresse qui est ou qui sera raccordée au réseau de*
18 *distribution* ». Ainsi, le concept d'adresse de service aux fins de la visite de perception ne
19 s'applique pas aux clients assujettis au tarif de réception puisqu'il n'y aurait physiquement
20 personne au point d'injection qui puisse recevoir une visite de perception. Cet article n'est donc
21 pas applicable aux clients assujettis au tarif D_R et un dernier alinéa serait ajouté à l'article 9.4.2
22 qui se lirait comme suit :

23 « [...] L'article 9.4.2 ne s'applique pas aux clients assujettis au tarif D_R . »

24 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver l'article 9.4.2 tel que proposé.**

25 1.4.2 Article 9.4.3 – Interruption pour non-paiement

26 L'article 9.4.3 réfère à la visite de perception (article 9.4.2) puisqu'il prévoit la possibilité
27 d'interruption lorsque la visite n'est pas concluante. Puisque les clients assujettis au tarif D_R ne

1 seraient pas assujettis à l'article 9.4.2, il devenait nécessaire de prévoir les conditions selon
2 lesquelles le distributeur pouvait alors interrompre le service pour non-paiement.

3 Gaz Métro propose donc de modifier le premier alinéa de l'article 9.4.3 comme suit :

4 *« Au moment de la visite de perception ou à la suite de l'envoi d'un avis final tel que prévu à*
5 *l'article 9.4.1 dans le cas d'un client assujetti au tarif D_R , lorsqu'il y a non-paiement du*
6 *montant exigé dans l'avis final ou convenu dans une entente de paiement, le distributeur*
7 *peut interrompre le service de gaz naturel. En ce cas, le distributeur demande au client d'en*
8 *aviser le propriétaire de l'immeuble visé par l'interruption, s'il y a lieu [...] »*

9 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver l'article 9.4.3 tel que proposé.**

10 **2 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE**

11 **2.1 CHAPITRE 14 – ÉQUILIBRAGE**

12 Lors de la phase 1 (B-6, Gaz Métro-1, Document 1, page 40), Gaz Métro proposait que les
13 écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés soient facturés selon un traitement
14 des déséquilibres quotidiens ou cumulatifs.

15 Des discussions ont eu lieu en groupe de travail sur cette proposition initiale de Gaz Métro,
16 notamment sur l'importance des frais des déséquilibres, la difficulté pour certains producteurs
17 de prévoir l'occurrence de ces frais et les moyens mis à leur disposition pour les réduire. En
18 complément aux échanges tenus lors des séances de travail, Gaz Métro a effectué une revue
19 des conditions de service et des tarifs applicables en pareille matière dans différentes
20 juridictions ; le sommaire de ce balisage est présenté en annexe.

21 Ainsi, tel qu'indiqué dans ce sommaire, Union Gas offre le tarif M13 pour le transport du gaz
22 produit localement. Ce tarif, ainsi que ses annexes encadrent notamment les termes d'un
23 compte « d'équilibrage » par producteur ainsi que les frais reliés aux écarts d'inventaire et aux
24 dépassements des obligations contractuelles. Gaz Métro observe que les frais imposés par
25 Union Gas varient à différentes périodes durant une année selon l'effet des écarts sur les
26 volumes d'hiver et d'été.

27 Pour sa part, Gaz Métro estime que son service d'équilibrage capte déjà de façon adéquate la
28 gestion de la variation entre les volumes d'hiver et d'été. Elle propose donc d'étendre l'accès au

1 service d'équilibrage, présentement applicable uniquement aux clients consommateurs, aux
2 clients assujettis au tarif de réception qui désireraient s'en prévaloir. Tout comme les clients
3 consommateurs, les clients assujettis au tarif de réception maintiendraient toutefois la possibilité
4 d'équilibrer eux-mêmes leurs volumes. Advenant ce choix, ils ne bénéficieraient pas du service
5 d'équilibrage de distributeur et, par conséquent, se verraient facturer les frais associés aux
6 écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés, le cas échéant. Les dispositions
7 relatives à ces déséquilibres seront abordées à la section 2.1.9 de la présente preuve.

8 Les outils d'équilibrage sont actuellement acquis pour desservir l'ensemble des profils de
9 consommation de la clientèle. Le profil des volumes de gaz naturel injectés dans le réseau de
10 distribution aura inévitablement un effet sur la structure d'approvisionnement requise pour la
11 desserte de tous les clients consommateurs et producteurs. Ainsi, les outils d'équilibrage ne
12 devraient plus tenir compte exclusivement du profil de retrait des clients consommateurs, mais
13 également considérer les volumes injectés dans le réseau par les clients assujettis au tarif de
14 réception. Tenant compte d'une gestion combinée des profils par Gaz Métro, il est donc
15 possible d'assujettir les clients du tarif de réception à un service d'équilibrage. Ce principe a par
16 ailleurs déjà été reconnu par la Régie :

17 « [342] La Régie retient de la preuve qu'un écart de réception est créé lorsque des sources
18 de production ne livrent pas sur le réseau du Transporteur la quantité d'énergie programmée
19 par la client. Dans un tel cas, le Transporteur est tenu d'offrir un service de compensation
20 d'écart de réception, afin de corriger tout déséquilibre pouvant affecter l'exploitation fiable de
21 son réseau. »³ (nous soulignons)

22 Advenant que des producteurs choisissent le service d'équilibrage du distributeur, les coûts
23 d'équilibrage résultant du profil combiné de volumes consommés et de volumes injectés
24 seraient alors répartis à l'ensemble des clients, y compris les clients assujettis au tarif D_R qui
25 auraient choisi de se prévaloir du service d'équilibrage du distributeur.

26 Le libellé de l'application du service d'équilibrage lorsque le service est fourni par le distributeur
27 devra être ajusté pour en permettre l'assujettissement des clients du tarif D_R . Gaz Métro
28 propose donc de modifier l'article 14.1.1 comme suit :

29 « Pour tout client qui désire acheter totalement ou partiellement du distributeur l'équilibrage
30 servant à la gestion quotidienne du gaz naturel qu'il retire à ses installations ou qu'il injecte
31 dans le réseau de distribution »

³ D-2012-010, R-3669-2008 Phase 2

1 Les paramètres seraient calculés sur la base des volumes injectés plutôt que sur la base des
2 volumes consommés et seraient définis comme tels aux *Conditions de service et Tarif*.

3 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la modification à l'article 14.1.1 afin de**
4 **permettre l'application du service d'équilibrage pour les clients assujettis au tarif D_R.**

5 Les sections suivantes décrivent de quelle façon le tarif d'équilibrage actuel peut reconnaître
6 l'effet des profils d'injection des clients producteurs.

7 **2.1.1 Profils de consommation et d'injection**

8 Les effets des divers profils de consommation sur le prix d'équilibrage payé par les clients
9 consommateurs sont reconnus depuis l'introduction du service d'équilibrage lors du
10 dégroupement des tarifs en 2001. Les principaux profils de consommation de ces clients ainsi
11 que les effets de ces profils sur le profil de consommation global de Gaz Métro peuvent être
12 schématisés comme suit :

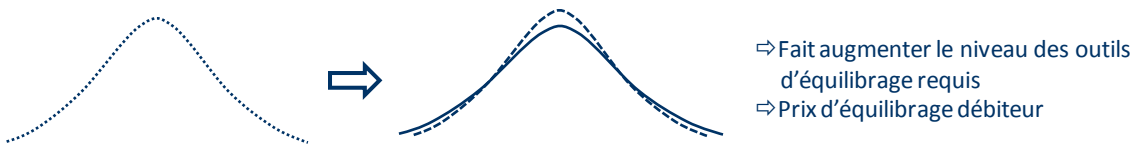
ILLUSTRATION 1

EFFET DES PROFILS DE CONSOMMATION DES CLIENTS CONSOMMATEURS

Profil stable



Profil de type « chauffage »



Profil « inverse » (saisonnier d'été)



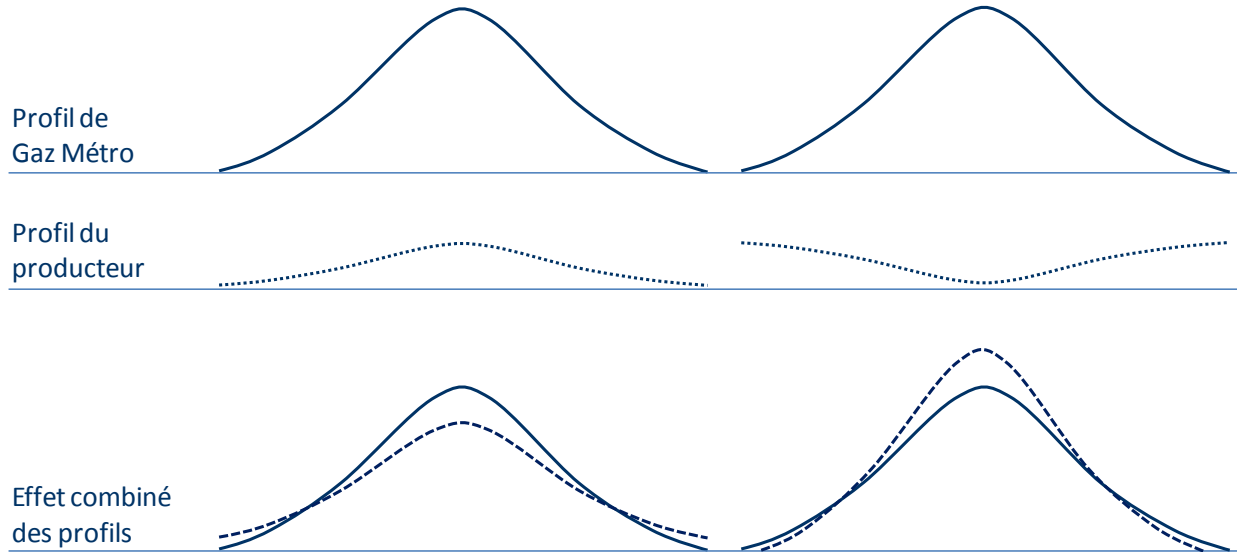
LÉGENDE

 Profil de consommation du client	 Profil de consommation de Gaz Métro	 Effet du profil de consommation du client sur celui de Gaz Métro
--	---	--

- 1 L'injection de gaz naturel dans le réseau de distribution pourrait également avoir un effet sur le
- 2 niveau des outils d'équilibrage requis pour la desserte des volumes de l'ensemble du territoire
- 3 de Gaz Métro.
- 4 Par exemple, un volume dont le niveau d'injection en hiver serait plus élevé que celui d'été
- 5 viendrait alléger la demande d'outils d'équilibrage requis pour les clients consommateurs alors
- 6 qu'un volume d'injection accru en été viendra s'ajouter à une offre excédentaire. L'effet de la
- 7 desserte de clients producteurs sur le service d'équilibrage peut être schématisé comme suit :

ILLUSTRATION 2

EFFET DES PROFILS DE CONSOMMATION DES CLIENTS PRODUCTEURS



Injection accrue en hiver

- ⇒ Fait diminuer le niveau des outils d'équilibrage requis
- ⇒ Prix d'équilibrage créditeur

Injection réduite en hiver

- ⇒ Fait augmenter le niveau des outils d'équilibrage requis
- ⇒ Prix d'équilibrage débiteur

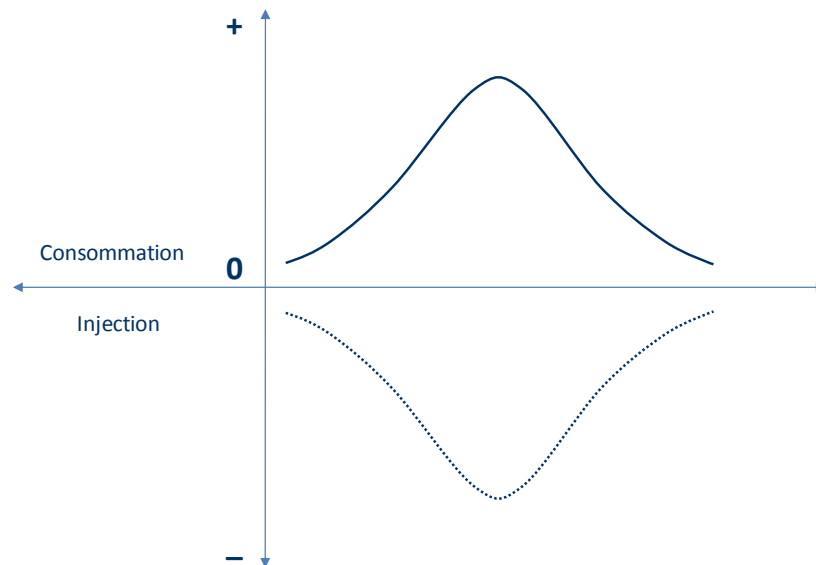
LÉGENDE

 Profil de consommation de Gaz Métro	 Profil d'injection du client	 Effet du profil d'injection du client sur celui de Gaz Métro
--	---	---

1 Toutefois, le niveau des outils d'équilibrage ne serait pas influencé par un profil d'injection
 2 parfaitement stable.

3 Ainsi, on peut constater que l'effet de l'injection de gaz naturel est à l'inverse de celui de la
 4 consommation de gaz naturel. Gaz Métro illustre ci-dessous la représentation mathématique de
 5 la complémentarité entre les profils de consommation et d'injection sur un même graphique.
 6 Ainsi, les volumes de consommation se retrouvent sur un axe positif alors que les volumes
 7 injectés se retrouvent sur un axe négatif. L'illustration 3 démontre une complémentarité parfaite
 8 où les volumes injectés permettent de combler parfaitement les besoins de consommation.

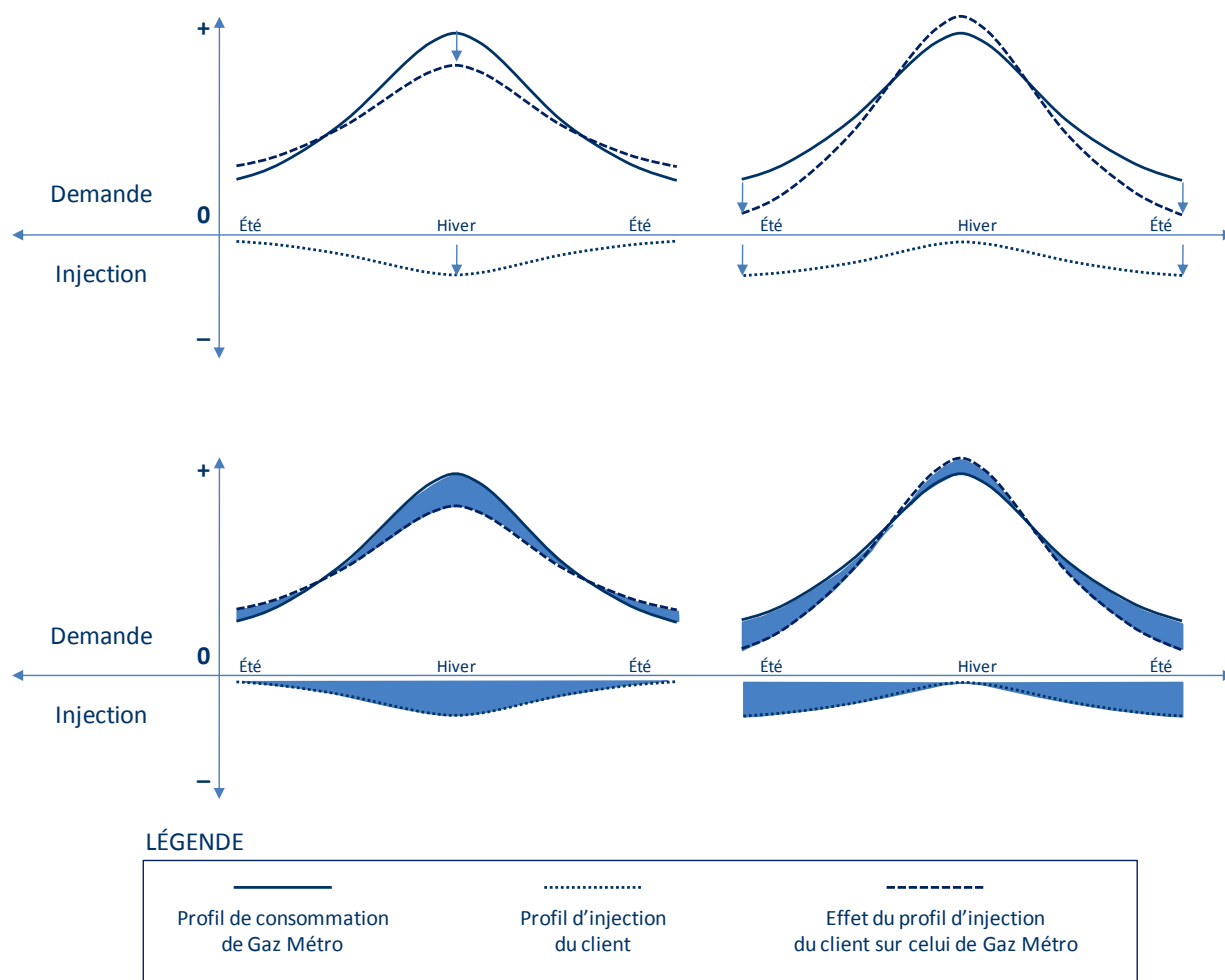
ILLUSTRATION 3
COMPLÉMENTARITÉ DES PROFILS DE CONSOMMATION ET D'INJECTION



- 1 À l'extrême, l'effet combiné des profils de deux clients dont un serait un client consommateur
- 2 qui retirerait exactement les volumes injectés par un producteur serait donc nul.

- 3 Les effets de profils d'injection saisonniers d'été et saisonnier d'hiver sur le profil global de
- 4 consommation de Gaz Métro sont repris à l'illustration 4, selon la même représentation
- 5 mathématique :

ILLUSTRATION 4
EFFET DES PROFILS D'INJECTION DES CLIENTS PRODUCTEURS SUR LE PROFIL GLOBAL DE LA DEMANDE



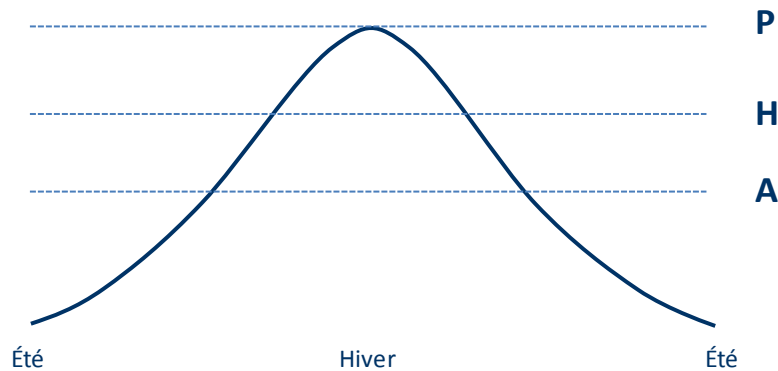
1 Ainsi, dans le cas d'un producteur qui injecte plus l'hiver que l'été, ces volumes (représentés
2 par l'aire sous l'axe horizontal représentant la portion injection) sont en diminution équivalente
3 des besoins d'équilibrage (aire comparable sous la courbe dans la portion consommation).

4 **2.1.2 Paramètres du tarif d'équilibrage**

5 Cette section présente la proposition de l'application des paramètres actuels du tarif
6 d'équilibrage de Gaz Métro aux clients producteurs, lesquels ne sont présentement applicables
7 qu'aux clients consommateurs.

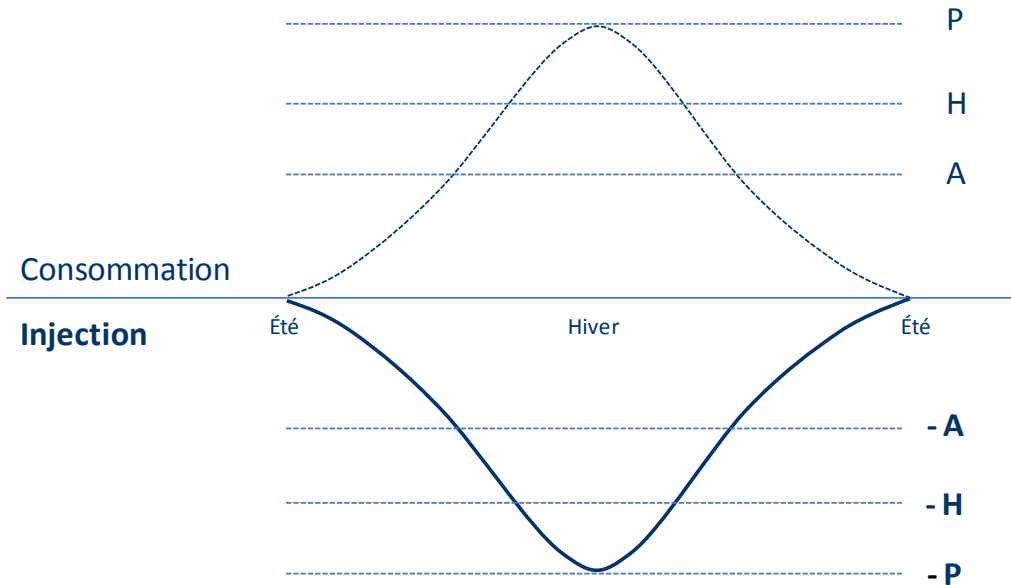
- 1 La formule d'équilibrage pour les clients consommateurs tient compte de trois paramètres :
- 2 A : consommation journalière moyenne annuelle ;
- 3 H : consommation journalière moyenne d'hiver ; et
- 4 P : consommation journalière de pointe.
- 5 Ces paramètres sont schématisés à l'illustration suivante :

ILLUSTRATION 5
PARAMÈTRES D'ÉQUILIBRAGE – CLIENTS CONSOMMATEURS



- 6 Ces paramètres pourraient également être utilisés dans le calcul de la part d'équilibrage
- 7 applicable à la clientèle qui injecte du gaz naturel dans le réseau. Un volume quotidien moyen
- 8 annuel injecté dans le réseau gazier vient diminuer la demande annuelle moyenne (paramètre
- 9 A). L'injection d'un volume quotidien moyen en hiver vient diminuer la demande moyenne
- 10 quotidienne de l'hiver (paramètre H). Finalement, une pointe d'injection en hiver a l'effet
- 11 contraire d'une pointe de consommation au cours de cette même période. Par conséquent,
- 12 l'effet de l'injection de gaz naturel sur les outils d'équilibrage est à l'inverse de celui de la
- 13 consommation de gaz naturel et les paramètres doivent donc être inversés. Cette inversion des
- 14 paramètres est illustrée ci-dessous.

ILLUSTRATION 6
PARAMÈTRES D'ÉQUILIBRAGE – CLIENTS PRODUCTEURS



1 Cet exemple reprend celui de l'illustration 3 en y ajoutant les paramètres actuellement prévus
 2 au service d'équilibrage ainsi que les paramètres inversés liés aux injections de volumes dans
 3 le réseau gazier. L'addition du paramètre P (volumes retirés) et du paramètre - P (volumes
 4 injectés) fournit effectivement un résultat de 0, illustrant la complémentarité parfaite entre les
 5 volumes consommés et les volumes injectés. Il en est de même pour les paramètres H et A.

6 Texte des Conditions de service et Tarif

7 L'utilisation des paramètres de calcul du service d'équilibrage pour les clients assujettis au tarif
 8 D_R requiert une adaptation de l'article 14.1.3 du service d'équilibrage. Le premier alinéa de cet
 9 article devrait être modifié pour y reconnaître le fait qu'il ne s'agit pas exclusivement de
 10 paramètres de consommation. Ce paragraphe serait proposé être libellé comme suit :

11 « Sous réserve de l'article 18.2.3, les paramètres de ~~consommation~~ volumes consommés ou
 12 injectés sont calculés comme suit : »

13 De plus, le titre de l'article 14.1.3.1 ainsi que la définition du paramètre P qui se trouve à cet
 14 article requièrent également des modifications.

1 Le libellé proposé du titre se lirait comme suit :

2 « Paramètres pour les clients en services de distribution D_3 , ~~D_4~~ et $\underline{D_R}$ »

3 Le paramètre P proposé est défini comme suit :

4 « P = consommation ou injection journalière maximale du 1^{er} novembre 2010 au 31 mars
5 2011 »

6 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la modification à l'article 14.1.3.1.**

7 Voyons maintenant de quelle façon le tarif d'équilibrage peut être adapté afin de considérer les
8 volumes injectés par les producteurs.

9 2.1.3 Formule du tarif d'équilibrage

10 La formule du tarif d'équilibrage pour les clients consommateurs est actuellement définie
11 comme suit :

$$12 \quad \frac{\text{Prix pointe} \times (\mathbf{P} - \mathbf{H}) + \text{Prix espace} \times (\mathbf{H} - \mathbf{A})}{13 \quad \text{Volume annuel}}$$

14 Si on remplace les paramètres de la formule pour reconnaître le profil des clients producteurs,
15 ces paramètres doivent être remplacés par les valeurs négatives correspondant à cette
16 catégorie de clients comme suit :

$$17 \quad \frac{\text{Prix pointe} \times (-\mathbf{P} - (-\mathbf{H})) + \text{Prix espace} \times (-\mathbf{H} - (-\mathbf{A}))}{18 \quad \text{Volume annuel}}$$

19 Cette formule peut être simplifiée en inversant simplement les paramètres afin de se lire de la
20 façon suivante :

$$21 \quad \frac{\text{Prix pointe} \times (\mathbf{H} - \mathbf{P}) + \text{Prix espace} \times (\mathbf{A} - \mathbf{H})}{22 \quad \text{Volume annuel}}$$

23 Quelques exemples présentés ci-dessous permettront de bien visualiser les profils d'injection
24 ainsi que les prix d'équilibrage résultant de leur desserte.

25 *Exemple 1 (injection stable) :*

26 Tout comme pour un client consommateur dont les retraits sont parfaitement stables au cours
27 de l'année, un client producteur qui injecte le même volume quotidiennement aurait un prix

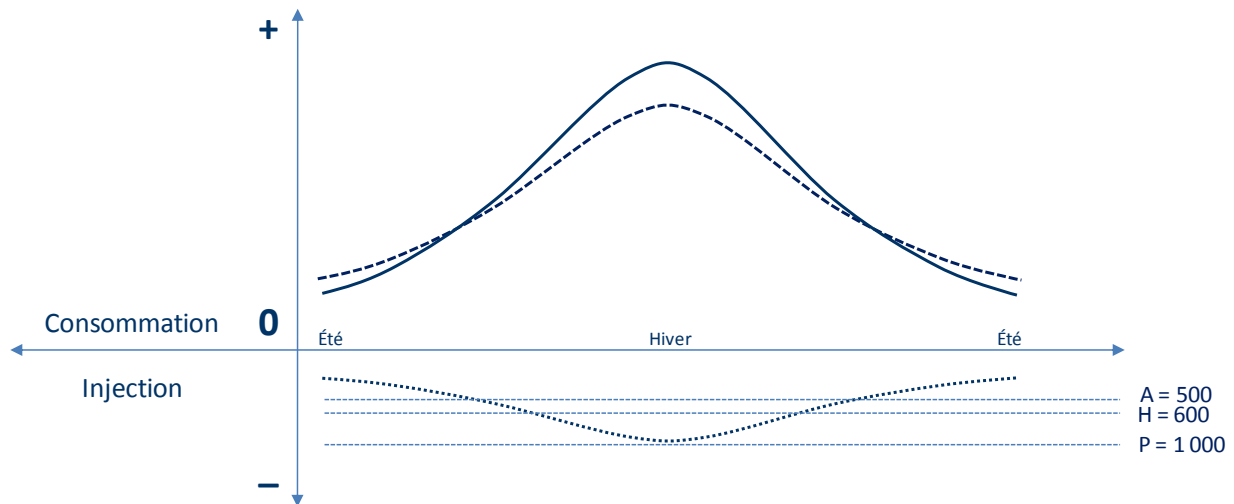
1 d'équilibrage nul, reflétant le fait qu'il n'engendre pas de coûts d'équilibrage. Les trois
 2 paramètres A, H et P sont, dans ce cas, tous les mêmes. En supposant qu'ils soient de 500, la
 3 formule d'équilibrage serait la suivante :

$$4 \quad \frac{228,8 \times (500 - 500) + 1\,770,1 \times (500 - 500)}{500 \times 365}$$

6 Le prix résultant de l'application de la formule est alors de 0,000 ¢/m.

7 *Exemple 2 (injection plus grande en hiver qu'en été) :*

8 Prenons maintenant l'exemple d'un client qui aurait un profil d'injection où les volumes injectés
 9 l'hiver sont supérieurs à ceux injectés l'été.



10 Selon les taux de pointe et d'espace en vigueur au 1^{er} janvier 2012, l'application de la formule
 11 d'équilibrage pour les clients assujettis au tarif D_R serait la suivante :

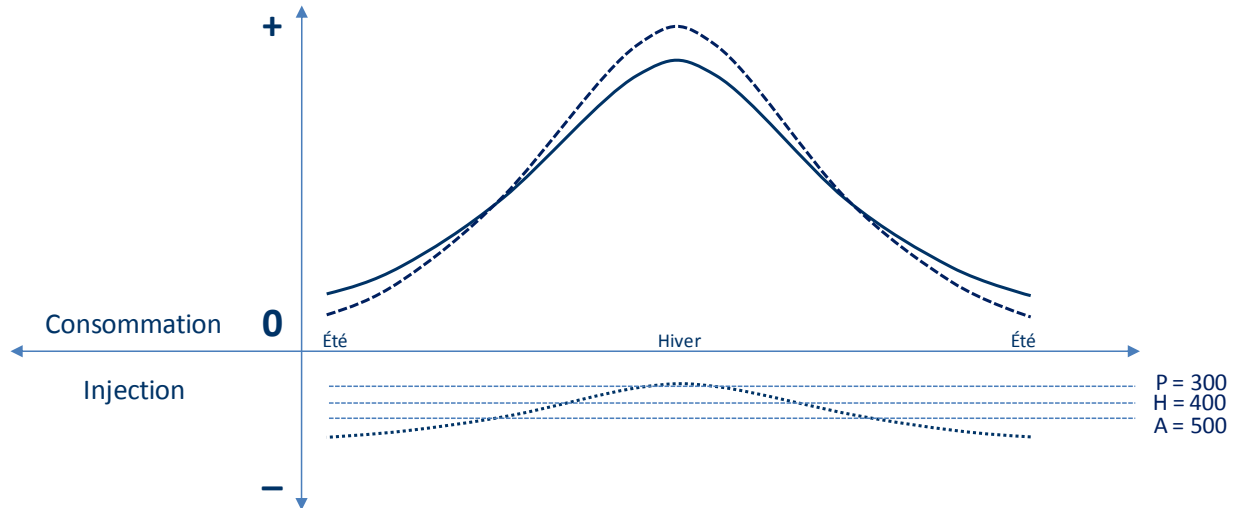
$$12 \quad \frac{228,8 \times (H - P) + 1\,770,1 \times (A - H)}{\text{Volume annuel}}$$

$$14 \quad \frac{228,8 \times (600 - 1\,000) + 1\,770,1 \times (500 - 600)}{500 \times 365}$$

16 Le prix d'équilibrage serait de -1,471 ¢/m³, reflétant l'effet bénéfique (baisse de coûts
 17 d'équilibrage) d'une plus grande injection de gaz naturel dans le réseau pendant la période
 18 d'hiver que la moyenne de l'année

1 *Exemple 3 (injection plus petite en hiver qu'en été) :*

2 Prenons finalement l'exemple d'un client producteur qui aurait un profil d'injection où les
3 volumes injectés l'hiver sont inférieurs à ceux injectés l'été. Ce profil d'injection occasionnerait
4 des coûts d'équilibrage et le producteur devra alors payer sa part des coûts. Les paramètres du
5 calcul du prix de l'équilibrage se retrouvent dans l'illustration ci-dessous.



6 Selon les taux de pointe et d'espace en vigueur au 1^{er} janvier 2012, l'application de la formule
7 d'équilibrage pour les clients assujettis au tarif D_R serait la suivante :

$$8 \quad \frac{228,8 \times (H - P) + 1\,770,1 \times (A - H)}{9 \quad \text{Volume annuel}}$$

$$10 \quad \frac{228,8 \times (400 - 300) + 1\,770,1 \times (500 - 400)}{11 \quad 500 \times 365}$$

12 Le prix d'équilibrage serait de 1,095 ¢/m³, ce qui reflète l'effet négatif sur les outils d'équilibrage
13 d'injecter moins de gaz naturel dans le réseau pendant la période où la demande de gaz naturel
14 est plus élevée.

15 Texte des Conditions de service et Tarif

16 Une modification serait requise à l'article 14.1.2 des *Conditions de service et Tarif*. Gaz Métro
17 propose d'insérer un article entre les articles actuels 14.1.2.1 « Prix pour les clients en service
18 de distribution D₁ » et 14.1.2.2 « Prix pour les clients aux autres services de distribution ».
19 Conséquemment, cette insertion modifierait la numérotation de l'ensemble des articles

1 subséquents. Cet article s'intitulerait « Prix pour les clients en service de distribution D_R » et se
2 lirait comme suit :

3 « Pour chaque m³ de volume injecté, le prix unitaire en €/m³, en date du 1^{er} janvier 2012, est
4 calculé de la façon suivante :

$$5 \quad \frac{228,8 \times (H - P) + 1\,770,1 \times (A - H)}{6 \quad \text{Volume annuel}}$$

7 où **A** : Injection journalière moyenne **Annuelle**

8 **H** : Injection journalière moyenne d'**Hiver** (période du 1^{er} novembre au 31 mars)

9 **P** : Injection journalière de **Pointe** »

10 Comme le tarif d'équilibrage sera modifié en date du 1^{er} octobre 2012, les dispositions
11 transitoires reflétant ce changement devront également prévoir l'application du service
12 d'équilibrage pour les clients producteurs. Ainsi, le nouvel article 14.1.2.2 « Prix pour les clients
13 en service de distribution D_R » devrait également être inséré à l'article 18.2.6 entre les
14 références actuelles aux articles 14.1.2.1 et 14.1.2.2. Les détails seront fournis dans la section
15 4.1.2 ci-dessous.

16 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver l'insertion d'un nouvel article 14.1.2.2 portant**
17 **sur le calcul du prix unitaire du tarif d'équilibrage applicable aux clients assujettis au**
18 **tarif D_R.**

19 L'insertion de cet article a pour effet d'entraîner des modifications aux références d'articles dans
20 certains autres articles subséquents. Les ajustements de numérotation sont présentés à la
21 pièce Gaz-Métro-7, Documents 1 et 2.

22 2.1.4 Article 14.1.2.4 – Prix moyen

23 L'application du tarif d'équilibrage prévoit que le prix d'équilibrage est calculé sur le profil
24 individuel de tous les clients à l'exception des clients du tarif D₁ pour lesquels un taux moyen
25 est applicable. Notons que cette application sera modifiée au 1^{er} octobre 2012 pour y prévoir
26 l'application du taux personnalisé pour tous les clients dont le volume annuel est de plus de
27 75 000 m³. Si on applique les mêmes critères que pour les clients consommateurs, les clients
28 producteurs qui opteraient pour le service d'équilibrage du distributeur seraient assujettis au
29 calcul du prix d'équilibrage selon leur profil individuel de consommation, leurs volumes annuels
30 injectés étant supérieurs à 75 000 m³.

1 Toutefois, tel qu'il est actuellement prévu aux *Conditions de service et Tarif*, le calcul du prix
2 personnalisé au service d'équilibrage n'est applicable que dans le cas où le client a 12 mois
3 consécutifs d'historique de consommation au 30 septembre. Dans le cas où un client n'a pas
4 cet historique de consommation, il sera assujéti au prix moyen de l'ensemble de la clientèle à
5 son tarif de distribution.

6 Dans le cas des clients consommateurs, les tarifs de distribution auxquels ils sont assujéti
7 existent depuis plusieurs années et des prix moyens pour chacun de ces tarifs peuvent être
8 fixés sur la base des volumes historiques. Un nouveau client à l'un de ces tarifs est alors
9 assujéti à un prix moyen qui correspond à la réalité historique moyenne de consommation de
10 ce tarif.

11 2.1.4.1 Détermination du prix moyen

12 Un nouveau client assujéti au tarif D_R n'a évidemment aucun historique de volumes injectés et
13 devrait donc normalement être assujéti à un taux moyen. Toutefois, étant donné qu'il s'agit
14 d'une nouvelle catégorie de clients, aucun historique ne permet d'établir un profil d'injection
15 pour les clients assujéti au tarif D_R afin de déterminer un tel taux moyen valide à ce stade-ci
16 de développement de cette nouvelle classe de client. Une nouvelle méthode d'établissement de
17 prix devra donc être proposée ultérieurement pour les premiers projets d'investissement.

18 Selon les estimations actuellement disponibles, les volumes injectés par les producteurs
19 devraient être relativement stables. Il aurait donc été possible d'assujétir les clients producteurs
20 au taux moyen d'équilibrage des grands clients à débit stable (tarif D_4). Toutefois, il s'agit tout
21 de même d'un tout nouveau bassin de clients et ceux-ci sont assujéti à un tarif distinct de
22 distribution.

23 Gaz Métro juge qu'il serait préférable que le prix moyen applicable à cette catégorie de clientèle
24 soit propre à celle-ci et propose qu'un prix distinct soit établi sur la base des volumes des clients
25 assujéti au tarif D_R .

26 Le marché de la production gazière au Québec est en développement et certaines informations
27 préliminaires pourraient être appelées à changer. Gaz Métro propose donc que le profil des
28 volumes injectés permettant l'établissement du taux moyen applicable aux nouveaux clients
29 assujéti au tarif D_R soit défini ultérieurement, soit dans le cadre de la première demande
30 d'investissement relative à l'injection de gaz naturel.

1 **Elle demande à la Régie de prendre acte du fait que le prix moyen d'équilibrage pour le**
2 **tarif D_R sera déterminé lors d'un premier dossier d'investissement relatif à l'injection de**
3 **gaz naturel.**

4 2.1.4.2 Fixation temporaire du prix moyen

5 Bien que le prix moyen d'équilibrage pour le tarif D_R puisse être déterminé dans le cadre du
6 premier dossier d'investissement d'injection de gaz naturel, Gaz Métro croit que la Régie doit
7 approuver, dans le cadre du présent dossier, certaines conditions d'application particulières aux
8 clients du tarif D_R.

9 Au cours de la mise en place des premiers projets d'injection de gaz naturel dans le territoire
10 québécois et afin de favoriser le développement de cette clientèle, une certaine stabilité globale
11 des tarifs au niveau des prix serait souhaitable. Toutefois, une certaine volatilité du prix
12 initialement déterminé peut être attendue à mesure que des projets se réalisent, notamment au
13 cours des premières années. Cette volatilité potentielle des variations de ce prix pourrait être
14 déterminante pour certains projets. Deux éléments pourraient venir créer une volatilité des prix
15 d'équilibrage :

- 16 • l'évolution des profils d'injection reconnus dans l'établissement du prix moyen ; et
- 17 • les écarts de prix entre le prix moyen et le prix personnalisé lorsque l'historique de
18 volumes devient connu.

19 Certains clients producteurs ont mentionné souhaiter une stabilité au niveau du prix
20 d'équilibrage afin de permettre un démarrage adéquat et optimal de ce nouveau marché et
21 d'assurer la rentabilité des projets.

22 Pour les raisons mentionnées précédemment, Gaz Métro croit qu'il est souhaitable de réduire la
23 volatilité possible de l'évolution annuelle du prix d'équilibrage. Elle propose donc que le prix
24 moyen d'équilibrage pour les clients du tarif D_R soit temporairement fixé, lors de la première
25 demande d'investissement, pour une période de trois ans. Gaz Métro propose également de
26 retarder le moment où le client producteur serait obligatoirement assujéti à un prix personnalisé
27 pour la même période.

28 Gaz Métro estime qu'après trois ans, le marché de l'injection du gaz naturel dans le réseau de
29 distribution, sans qu'il soit nécessairement à son plein potentiel, pourrait – à ce moment – avoir

1 atteint une certaine vitesse de croisière. La fixation du taux moyen aura alors permis de faciliter
2 le développement de la filière de la production de gaz naturel au Québec, notamment du
3 biométhane. De plus, elle croit que le marché des clients producteurs sera alors suffisamment
4 stabilisé pour permettre aux clients existants d'être assujettis à un prix d'équilibrage basé sur
5 leur profil de consommation individuel.

6 Ainsi, à compter de la Cause tarifaire 2017 ou lorsque Gaz Métro aura estimé que la croissance
7 du marché sera suffisamment stabilisée, le prix moyen d'équilibrage du tarif D_R applicable aux
8 clients producteurs serait révisé. Par la suite, ce taux serait également révisé lors des causes
9 tarifaires subséquentes selon les nouveaux profils de consommation réels de l'ensemble de la
10 clientèle du tarif D_R , tout comme c'est le cas pour les prix moyens aux autres tarifs de
11 distribution.

12 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver que le prix moyen d'équilibrage applicable**
13 **aux clients du tarif D_R soit fixé pour une période de trois ans à compter de l'approbation**
14 **du premier projet d'investissement d'injection de gaz naturel.**

15 2.1.4.3 Choix du prix personnalisé

16 Tel qu'actuellement prévu aux *Conditions de service et Tarif*, un nouveau client consommateur
17 demeure assujetti au prix moyen tant qu'il n'a pas 12 mois consécutifs de consommation au
18 30 septembre. Une fois que ces volumes historiques deviennent disponibles, le prix
19 d'équilibrage est alors déterminé sur la base de ceux-ci, reflétant ainsi le profil de
20 consommation individuel de chaque client.

21 La justification du prix moyen fixé sur une période de trois ans est de permettre une certaine
22 stabilisation des coûts pour les clients qui en ont exprimé le besoin. Il pourrait arriver qu'un
23 client préfère être assujetti rapidement au prix d'équilibrage selon son profil de consommation
24 plutôt que d'avoir une assurance de stabilisation de ce prix. Dès que le client a effectivement
25 l'historique de volumes requis, Gaz Métro croit qu'il serait souhaitable de lui permettre de
26 bénéficier du prix personnalisé avant la fin de la période de trois ans, s'il le désire.

27 Elle propose donc qu'il soit permis aux clients du tarif D_R d'avoir accès à un prix personnalisé au
28 cours de la période de trois ans suivant la fixation du prix moyen par la Régie. Le client qui le
29 désire pourrait alors, lorsque son historique de volumes injectés serait complet, choisir d'être

1 facturé selon le prix personnalisé. Rappelons que l'option de s'équilibrer lui-même demeure
2 toujours disponible pour un client ayant choisi le service d'équilibrage du distributeur, tant qu'il
3 respecte les préavis de sortie du service du distributeur.

4 Modifications aux Conditions de service et Tarif

5 L'actuel article « Prix moyen » devra être modifié pour y ajouter le prix moyen applicable aux
6 clients assujettis au tarif D_R et le fait que ces clients y sont assujettis pendant trois ans par
7 défaut, malgré le fait qu'ils ont cumulé douze mois de consommation cumulative historique. Il
8 devra également être modifié pour y prévoir qu'un client peut demander d'être facturé selon son
9 prix personnalisé avant l'échéance de trois ans. L'article 14.1.2.3 étant renuméroté à la suite de
10 l'ajout du calcul du prix moyen pour les clients au tarif D_R , le nouvel article 14.1.2.4 serait donc
11 modifié comme suit :

12 « L'article 14.1.2.3 ne s'applique pas lorsque le volume retiré entre le 1^{er} octobre 2010 et le
13 30 septembre 2011 à un service continu ou interruptible est nul ou ne représente pas douze
14 mois consécutifs de consommation. De plus, l'article 14.1.2.2 ne s'applique pas dans le cas
15 des clients assujettis au tarif D_R à moins que le client n'en ait fait la demande.

16 Ces clients seront assujettis à un prix unitaire moyen en fonction de leur tarif de distribution
17 selon la grille suivante, en date du 1^{er} janvier 2012 :

Tarif de distribution	Prix ϕ/m^3
D_1	4,652
D_3	0,812
D_4	0,517
D_5 – volet A	-0,871
D_5 – volet B	1,235
D_R	X,XXX »

18 Également pour refléter la modification de l'application au 1^{er} octobre 2012, le texte des
19 dispositions transitoires devra également refléter la modification de l'application du prix moyen
20 pour les clients assujettis au tarif D_R à la référence actuelle à l'article 14.1.2.4. Les modifications
21 requises aux dispositions transitoires sont détaillées à la section 4 du présent document.

22 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la modification à l'article 14.1.2.4 telle que**
23 **proposée.**

1 2.1.5 Article 14.1.4.2 – Transposition des volumes

2 La transposition des volumes s'applique pour les clients qui sont assujettis au calcul du prix
3 personnalisé de l'équilibrage et qui fournissent leur propre service de fourniture. La
4 transposition n'est pas requise dans le cas où le client est assujetti au taux moyen d'équilibrage.

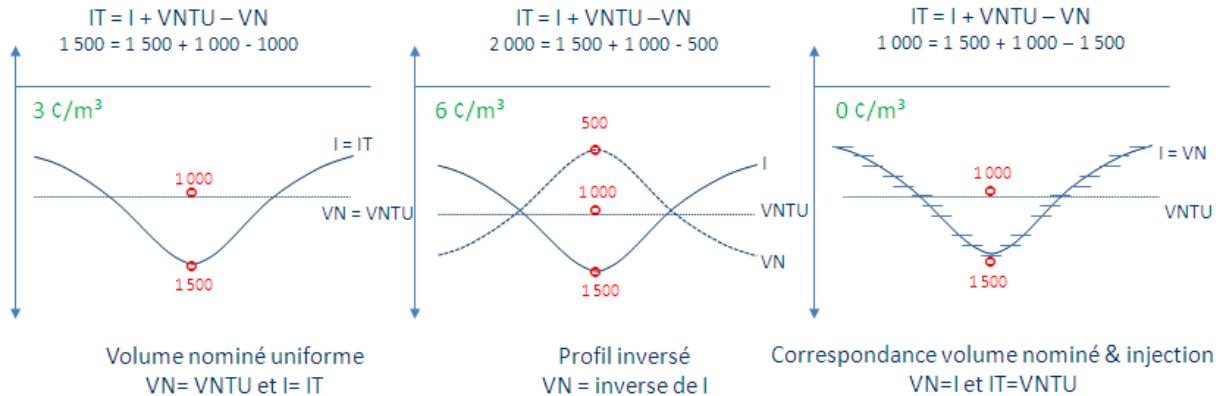
5 Gaz Métro considère que la transposition des volumes devrait également s'appliquer aux clients
6 producteurs lorsque ceux-ci se qualifieront ou désireront être assujettis au prix personnalisé
7 d'équilibrage présenté à l'article 14.1.2.2. En effet, l'action d'injection apparaît comparable à
8 l'engagement d'un client consommateur à fournir son gaz naturel. Ainsi, le prix d'équilibrage
9 personnalisé des clients au tarif D_R devrait refléter l'écart quotidien entre l'injection réelle et le
10 volume nominé, comparativement à l'engagement d'injecter dans le réseau de façon uniforme,
11 c'est-à-dire la nomination théorique uniforme.

12 Considérant que les paramètres de transposition des volumes pour les clients aux services de
13 distribution autres que le tarif D_1 sont calculés à partir d'un profil de consommation, la formule
14 de transposition des volumes pour les clients au tarif D_R devra être établie en fonction d'un profil
15 d'injection et entraînerait l'insertion d'un nouvel article spécifique à ce type de profil. Ainsi, la
16 formule de transposition ferait référence aux termes « injection théorique » ou « IT »,
17 « injection » ou « I », « volume nominé théorique uniforme » ou « VNTU » et « volume nominé »
18 ou « VN ». La transposition permettrait alors d'établir les nouveaux paramètres A, H et P,
19 lesquels seraient appliqués à la formule de calcul de prix d'équilibrage pour les clients en
20 service de distribution D_R prévue à l'article 14.1.2.2.

21 Les exemples suivants permettent d'illustrer, pour des profils d'injection identiques, les effets
22 des volumes nominés sur les prix d'équilibrage.

ILLUSTRATION 7

EFFET DES NOMINATIONS SUR LES PRIX D'ÉQUILIBRAGE



1 Ainsi, la méthode de calcul pour la transposition des volumes pour les clients assujettis au prix
 2 de l'équilibrage pour les clients aux services de distribution autres que D₁ ou D_R sera prévue à
 3 l'article 14.1.4.1 alors que celle pour les clients au service de distribution D_R se retrouvera à
 4 l'article 14.1.4.2.

5 Texte des Conditions de service et Tarif

6 Gaz Métro propose donc d'ajouter un titre d'article 14.1.4.1 applicable aux clients des tarifs
 7 autres que le tarif D_R.

8 « Pour les clients en services de distribution D₁, D₃, D₄ et D₅ »

9 Elle propose également d'ajouter un nouvel article 14.1.4.2.

10 « Pour les clients en service de distribution D_R

11 Pour les clients du tarif D_R assujettis au prix de l'équilibrage de l'article 14.1.2.2, le prix de
 12 l'équilibrage doit être calculé à partir d'un profil d'injection transposé établi comme suit :

13
$$IT = I + VNTU - VN$$

14 Où IT = injection quotidienne transposée

15 I = injection quotidienne

16 VNTU = volume nominé théorique uniforme (somme des volumes nominés du 1^{er}
 17 octobre 2011 au 30 septembre 2012 ÷ # jours du 1^{er} octobre 2011 au 30
 18 septembre 2012 ayant un volume nominé)

19 VN = volume nominé »

1 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver l'ajout d'un titre 14.1.4.1 ainsi que le libellé**
2 **d'un nouvel article 14.1.4.2.**

3 2.1.6 Article 14.1.5 – Déséquilibres volumétriques annuels

4 Les clients consommateurs assujettis au tarif d'équilibrage de Gaz Métro et fournissant leur
5 propre gaz naturel sont également assujettis, en plus du service d'équilibrage, aux dispositions
6 liées aux déséquilibres volumétriques prévues au service de fourniture, service fourni par le
7 client. Rappelons qu'un déséquilibre volumétrique quotidien est l'écart entre la livraison réelle et
8 la livraison prévue (nomination) au cours d'une journée. Le déséquilibre volumétrique de la
9 période contractuelle est l'écart entre la somme des nominations et la somme des
10 consommations au cours de la période contractuelle.

11 Dans le cas des clients assujettis au tarif D_R qui choisissent le service d'équilibrage, l'écart entre
12 la livraison réelle (injection) et la livraison prévue (nomination) au cours d'une journée est capté
13 par le service d'équilibrage. Toutefois, Gaz Métro doit également s'assurer que le client
14 producteur injecte réellement annuellement la quantité de gaz naturel nominée.

15 Lorsque la somme des volumes injectés est inférieure à la somme des volumes nominés, il en
16 résulte un déficit d'injection. Lorsque la somme des volumes injectés est supérieure à la somme
17 des volumes nominés, il en résulte un excédent d'injection. Les propositions de Gaz Métro
18 quant au traitement de ces situations de déséquilibres sont décrites aux sections suivantes.

19 Situation d'excédent d'injection

20 Malgré les efforts des producteurs d'injecter les volumes nominés, il n'en demeure pas moins
21 qu'une certaine variabilité des volumes injectés peut se produire. Gaz Métro juge qu'il est
22 raisonnable d'accorder une certaine marge de manœuvre aux producteurs. Elle propose donc
23 un traitement distinct pour les volumes déficitaires inférieurs ou supérieurs à 4 % et ce, afin de
24 ne pas pénaliser indument le producteur pour le premier 4 %.

25 Ces volumes livrés en trop, n'étant pas requis par Gaz Métro, elle propose par conséquent de
26 racheter les premiers 4 % au seul prix de la fourniture sans compenser le client pour le
27 transport. En effet, Gaz Métro détient déjà la capacité de transport requise et ne souhaite pas
28 devoir la payer à nouveau. Gaz Métro propose donc de racheter du producteur le premier 4 %

1 du volume excédentaire au prix moyen de fourniture de gaz naturel du distributeur au cours de
2 l'année.

3 Toutefois, sans mesure dissuasive, les clients pourraient être incités à ne pas restreindre les
4 volumes injectés en surplus des volumes nominés, sachant qu'un acheteur est toujours
5 disponible, soit Gaz Métro. Gaz Métro ne souhaite pas devenir l'alternative favorisée par les
6 producteurs pour disposer de la fourniture excédentaire injectée dans le réseau. Elle propose
7 donc que les volumes excédentaires en surplus de 4 % soient rachetés par le distributeur à la
8 moitié du prix moyen annuel de fourniture de gaz naturel du distributeur.

9 Le tableau suivant permet de visualiser de quelle façon les frais de déséquilibres volumétriques
10 annuels seraient applicables en cas d'excédent de volumes injectés de la part d'un client
11 producteur. L'exemple illustre une situation où le producteur injecterait un volume réel de 20 %
12 supérieur au volume nominé pour la période complète d'hiver.

TABLEAU 1
DÉSÉQUILIBRES VOLUMÉTRIQUES ANNUELS – EXCÉDENT D'INJECTION

	Volume injecté	Volume nominé	Écart
Volumes été 214 jours	10 000 m ³ /jour 2 140 000 m ³ (période)	10 000 m ³ /jour 2 140 000 m ³ (période)	0 m ³ /jour 0 m ³ (période)
Volumes hiver 151 jours	12 000 m ³ /jour 1 812 000 m ³ (période)	10 000 m ³ /jour 1 510 000 m ³ (période)	+ 2 000 m ³ /jour + 302 000 m ³ (période)
Volumes TOTAL	3 952 000 m ³	3 650 000 m ³	+ 302 000 m ³ (période)

13 Dans cette situation, Gaz Métro achèterait du producteur les premiers 4 % du volume
14 excédentaire soit $3\,952\,000\text{ m}^3 \times 4\% = 158\,080\text{ m}^3$ au prix de la fourniture. L'excédent de ce
15 volume, soit $143\,920\text{ m}^3$ ($302\,000\text{ m}^3 - 158\,080\text{ m}^3$) serait racheté par Gaz Métro au prix de la
16 fourniture, multiplié par 50 %.

17 Situation de déficit d'injection

18 Le tableau ci-dessous illustre une situation de déficit d'injection de la part d'un client producteur.

TABLEAU 2
DÉSÉQUILIBRES VOLUMÉTRIQUES ANNUELS – DÉFICIT D'INJECTION

	Volume injecté	Volume nominé	Écart
Volumes été 214 jours	9 900 m ³ /jour 2 118 600 m ³ (période)	10 000 m ³ /jour 2 140 000 m ³ (période)	- 100 m ³ /jour - 21 400 m ³ (période)
Volumes hiver 151 jours	10 000 m ³ /jour 1 510 000 m ³ (période)	10 000 m ³ /jour 1 510 000 m ³ (période)	0 m ³ /jour 0 m ³ (période)
Volumes TOTAL	3 628 600 m ³	3 650 000 m ³	- 21 400 m ³ (période)

1 Dans cette situation, ce client serait en déficit d'injection d'un volume de 21 400 m³ (écart entre
2 l'injection de 3 628 600 m³ et la nomination de 3 650 000 m³). Le déficit d'injection aura été
3 compensé par Gaz Métro afin de rencontrer les besoins des clients desservis par ce
4 producteur.

5 Dans le cas de déficit d'injection, Gaz Métro juge également à propos de laisser une certaine
6 marge de manœuvre aux producteurs et propose que le traitement soit distinct pour les
7 volumes déficitaires inférieurs ou supérieurs à 4 %.

8 Gaz Métro estime être en mesure de combler le manque de fourniture au même prix que le prix
9 moyen. Dans le cas des déficits d'injection, Gaz Métro propose de facturer aux producteurs le
10 premier 4 % du volume déficitaire au prix moyen annuel de fourniture de gaz naturel, de gaz de
11 compression et de transport du distributeur.

12 Toutefois, Gaz Métro veut dissuader les producteurs de se retrouver en situation de volume
13 déficitaire au-delà de 4 % et propose donc d'appliquer une surprime aux prix des services qui
14 leur sont facturés. Dans le cas où le volume déficitaire excéderait 4 %, ce volume serait facturé
15 au prix moyen de fourniture de gaz naturel, de gaz de compression et de transport du
16 distributeur au cours de l'année, multiplié par 150 %.

17 Dans l'exemple présenté au tableau 2, le déficit étant inférieur à 4 %, le volume de gaz naturel
18 manquant serait vendu au producteur au prix de la fourniture, du gaz de compression et de
19 transport.

1 Dans les deux cas de déficit ou d'excédent d'injection, aucun report du déséquilibre
2 volumétrique ne serait permis.

3 Ces nouvelles dispositions seraient prévues au service d'équilibrage puisqu'elles sont
4 directement liées à ce service.

5 Gaz Métro propose également deux dispositions additionnelles. D'une part, avant d'accepter
6 une révision des volumes nominés, Gaz Métro pourra exiger que celle-ci soit conditionnelle à
7 une révision des volumes injectés. D'autre part, elle se réserverait le droit d'exiger une révision
8 obligatoire des volumes nominés ou des volumes injectés par les producteurs dans le cas où le
9 déséquilibre anticipé du client est prévu être au-delà de 4 %.

10 Un nouvel article 14.1.5 serait donc ajouté à ce tarif (il serait inséré avant l'article actuel 14.1.5
11 « Conditions et modalités » qui serait donc renuméroté) et serait libellé comme suit :

12 *« 14.1.5 DÉSÉQUILIBRES VOLUMÉTRIQUES*

13 *14.1.5.1 Clients assujettis au tarif D_R*

14 *14.1.5.1.1 Préavis de révisions des volumes nominés*

15 *Les révisions de volumes nominés ne peuvent avoir lieu que s'il est rentable et*
16 *opérationnellement possible pour le distributeur de les accepter.*

17 *Le client doit faire sa demande de révision de volume nominé au distributeur le plus tôt*
18 *possible et au plus tard avant 10 h 00 (HE) la journée précédant celle où entrerait en vigueur*
19 *la révision. En deçà du préavis demandé, les révisions de volumes nominés ne peuvent avoir*
20 *lieu que si le distributeur l'accepte.*

21 *14.1.5.1.2 Révision conditionnelle*

22 *Avant d'accepter une demande de révision de volume nominé, le distributeur pourra exiger*
23 *que le client s'engage à réviser proportionnellement son volume injecté. À défaut d'une*
24 *révision proportionnelle de son volume injecté, le volume nominé du client sera considéré*
25 *comme non révisé et le volume nominé sera celui utilisé pour établir la facture du client.*

26 *14.1.5.1.3 Déséquilibre volumétrique annuel anticipé*

27 *Le distributeur peut, s'il prévoit que le client se retrouvera, à la fin d'une année, en situation*
28 *de déséquilibre volumétrique de plus de 4 %, obliger le client à ajuster son volume nominé*
29 *ou son volume injecté pour éviter un tel déséquilibre.*

30 *14.1.5.1.4 Déséquilibres volumétriques annuels*

31 *Le client assujetti au tarif D_R qui a choisi le service d'équilibrage du distributeur est assujetti*
32 *au traitement des déséquilibres volumétriques annuels.*

1 Un déséquilibre volumétrique annuel survient lorsque le client injecte, au cours d'une année,
2 un volume de gaz naturel différent de celui qu'il s'est engagé à injecter (somme des volumes
3 nominés).

4 Lorsque le volume injecté est inférieur à la somme des volumes nominés, il en résulte un
5 déficit d'injection; lorsque le volume injecté est supérieur à la somme des volumes nominés,
6 il en résulte un excédent d'injection.

7 L'excédent d'injection de 0 % à 4 % du volume injecté est acheté par le distributeur au prix
8 moyen de fourniture de gaz naturel du distributeur au cours de l'année. L'excédent d'injection
9 au-delà de 4 % du volume injecté est acheté au prix moyen de fourniture de gaz naturel du
10 distributeur au cours de l'année, multiplié par 50 %.

11 Le déficit d'injection de 0 % à 4 % est vendu par le distributeur au prix moyen de fourniture
12 de gaz naturel, de gaz de compression et de transport du distributeur au cours de l'année. Le
13 déficit d'injection au-delà de 4 % du volume injecté est vendu au prix moyen de fourniture de
14 gaz naturel, de gaz de compression et de transport du distributeur au cours de l'année,
15 multiplié par 150 %.

16 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver l'insertion d'un nouvel article 14.1.5 et**
17 **l'ensemble des paragraphes qui le composent, portant sur la gestion des déséquilibres**
18 **volumétriques annuels applicables aux clients assujettis au tarif D_R.**

19 2.1.7 Article 14.2.1 – Application du service fourni par le client

20 Tout comme un client consommateur, le client producteur peut également se retirer du service
21 fourni par le distributeur. L'application du service fourni par le client devra être adaptée pour
22 considérer cette nouvelle classe de consommateurs. Ainsi, l'article 14.2.1 serait modifié comme
23 suit :

24 « Pour tout client qui désire fournir partiellement ou totalement l'équilibrage servant à la
25 gestion quotidienne du gaz naturel qu'il retire à ses installations ou qu'il injecte dans le
26 réseau de distribution.

27 Le client-assujetti au tarif D₁, D₃ ou D₄ qui désire fournir totalement son équilibrage, s'engage
28 à livrer chaque jour au distributeur un VJC égal à sa consommation de la même journée ; les
29 modalités relatives aux déséquilibres volumétriques décrites à l'article « Service fourni par le
30 client » du service de fourniture sont applicables. »

31 Le texte du traitement des écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés a
32 originalement été proposé aux dispositions du service de distribution à l'article 16.6.7. Cette
33 proposition de la phase 1 était circonstancielle, Gaz Métro jugeant que la gestion de

1 l'équilibrage des producteurs par ceux-ci, dont les conditions se retrouvaient sous un seul
2 article, ne justifiait pas de prévoir la réorganisation du chapitre sur le service d'équilibrage.

3 Toutefois, la nouvelle proposition de permettre également aux producteurs d'avoir accès au
4 service d'équilibrage offert par Gaz Métro vient modifier cette position initiale. Afin que toutes
5 les dispositions liées au service d'équilibrage, fourni par le distributeur ou géré par le client, se
6 retrouvent sous un même chapitre, Gaz Métro propose de ramener le texte des déséquilibres
7 dans la section équilibrage. Comme il s'agit de conditions applicables dans le cas où le client
8 s'occupe lui-même de la gestion de son équilibrage, les déséquilibres se retrouveraient alors
9 prévus à l'article 14.2 « Service fourni par le client ».

10 Un troisième alinéa serait donc proposé à l'article 14.2.1 pour y prévoir les conditions tarifaires
11 applicables aux clients assujettis au tarif D_R et serait libellé de la façon suivante :

12 « Le client assujetti au tarif D_R qui désire gérer totalement son équilibrage est assujetti à
13 l'article 14.2.3.2 « Écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés. »

14 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la modification à l'article 14.2.1 afin d'y**
15 **prévoir que le client assujetti au tarif D_R puisse se retirer du service du distributeur.**

16 **Elle demande également à la Régie d'approuver l'ajout d'un troisième alinéa à l'article**
17 **14.2.1 afin d'y prévoir les conditions applicables aux clients du tarif D_R .**

18 2.1.8 Article 14.2.2 – Préavis de révisions des volumes nominés

19 Tout comme il a été proposé pour les clients producteurs qui sont assujettis au service
20 d'équilibrage du distributeur, les préavis de révisions des volumes nominés doivent également
21 être prévus au service d'équilibrage fourni par le client pour assurer la cohérence avec les
22 dispositions des services. Un nouvel article 14.2.2 serait donc proposé comme suit :

23 *« 14.2.2 Préavis de révisions des volumes nominés*

24 *Pour les clients assujettis au tarif D_R , les révisions de volumes nominés ne peuvent avoir lieu*
25 *que s'il est rentable et opérationnellement possible pour le distributeur de les accepter.*

26 *Le client doit faire sa demande de révision de volume nominé au distributeur le plus tôt*
27 *possible et au plus tard avant 10 h 00 (HE) la journée précédant celle où entrerait en vigueur*
28 *la révision. En deçà du préavis demandé, les révisions de volumes nominés ne peuvent avoir*
29 *lieu que si le distributeur l'accepte. »*

1 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver l'ajout de l'article 14.2.2 afin d'y prévoir les**
2 **préavis de révisions des volumes nominés applicables aux clients du tarif D_R.**

3 2.1.9 Article 14.2.3.2 – Écarts entre les volumes nominés et les volumes
4 injectés

5 Lors de la phase 1, il avait été proposé de traiter les écarts entre les volumes nominés et les
6 volumes injectés comme des déséquilibres volumétriques. L'article 16.6.7 proposé aux
7 *Conditions de service et Tarif* (B-7, Gaz Métro-2, Documents 1 et 2), prévoyait l'application de
8 frais pour des écarts au-delà de 2 %. Gaz Métro avait alors justifié que le traitement des
9 déséquilibres quotidiens actuellement prévu au Chapitre 11 « Fourniture » des *Conditions de*
10 *service et Tarif* ne lui semblait pas approprié. Elle proposait donc d'appliquer les règles
11 d'équilibrage du réseau de transport de TCPL/TQM aux clients assujettis au tarif de réception
12 (B-6, Gaz Métro-1, Document 1, page 41).

13 Les taux facturés par le transporteur sont fonction d'un pourcentage du tarif de transport de la
14 zone. Ces taux étaient proposés être convertis en ϕ/m^3 et applicables selon les mêmes plages
15 d'écart que celles de TCPL.

16 2.1.9.1 Maintien de la facturation des déséquilibres

17 Malgré la proposition d'offrir un service d'équilibrage applicable aux clients assujettis au tarif D_R
18 (section 2.1 de la présente preuve), le traitement des écarts entre les volumes nominés et les
19 volumes injectés doit être maintenu lorsque les clients producteurs décident de fournir leur
20 propre service d'équilibrage.

21 2.1.9.2 Coût des déséquilibres

22 Gaz Métro a mentionné en groupe de travail que sa gestion des approvisionnements gaziers
23 implique qu'elle utilise généralement tous les moyens à sa disposition pour éviter d'encourir des
24 pénalités sur le réseau de TCPL, ces frais pouvant être encourus en cas de déséquilibres de la
25 part du distributeur. Ceci est vrai dans le contexte de la desserte des clients consommateurs
26 ainsi que dans le nouveau contexte de la desserte des clients producteurs. Toutefois, dans le
27 cas des clients qui choisissent le service d'équilibrage du distributeur, ceux-ci paient les outils
28 utilisés pour éviter les frais de TCPL par le biais de ce service.

1 Dans le cas des producteurs désirant fournir leur propre service d'équilibrage, Gaz Métro se
2 doit de récupérer des frais potentiels qui pourraient être encourus dans une situation ultime où
3 les outils d'équilibrage, prévus et payés par les clients consommateurs et par les producteurs
4 qui vont être assujettis au service d'équilibrage du distributeur, ne suffiraient plus pour desservir
5 les besoins d'équilibrage des producteurs. Il ne faut pas perdre de vue que l'utilisation d'outils
6 d'équilibrage prévus pour les clients assujettis à ce service par des producteurs non assujettis
7 au service d'équilibrage a des impacts sur les clients assujettis à ce service. Gaz Métro rappelle
8 que le service d'équilibrage offert par Gaz Métro permet à un producteur qui ne veut pas être
9 assujetti au traitement des écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés, de payer,
10 via ce service, sa part des outils utilisés pour la desserte de l'ensemble de la clientèle.

11 Gaz Métro maintient sa proposition originale de la phase 1 quant à la facturation des frais de
12 déséquilibres quotidiens ou cumulatifs dans les cas où les producteurs choisissent de ne pas se
13 prévaloir du service d'équilibrage du distributeur.

14 2.1.9.3 Diminution des occurrences

15 Les frais facturables étaient jugés importants par certains intervenants et la Régie demandait
16 que le groupe de travail aborde notamment l'assignation temporaire, la cession de capacité
17 dans ses discussions, ce qui a été fait. À la suite de ces discussions, Gaz Métro propose des
18 moyens additionnels à ceux déjà à la disposition des producteurs afin de permettre la
19 diminution de l'occurrence des déséquilibres.

20 Les moyens additionnels retenus sont :

- 21 • l'ajout de fenêtres pour la nomination de volumes ; et
- 22 • l'agrégation des déséquilibres quotidiens des producteurs.

23 Ajout de fenêtres pour la nomination de volumes

24 TCPL/TQM, Union Gas et Intragaz Pointe-du-Lac offrent toutes un certain nombre de fenêtres
25 de nomination harmonisées auxquelles Gaz Métro peut avoir recours au sein d'une même
26 journée gazière. Gaz Métro propose de permettre aux clients producteurs la possibilité de
27 profiter des mêmes fenêtres de nomination que celles dont Gaz Métro peut bénéficier auprès de
28 TCPL.

1 Gaz Métro ne compte toutefois pas fournir le détail de ces fenêtres aux *Conditions de service et*
2 *Tarif*. En effet, lors de la phase 1 (B-8, Gaz Métro-1, Document 2.10), elle mentionnait, en
3 réponse à une question de l'APGQ, qu'elle n'entendait pas fournir, aux *Conditions de service et*
4 *Tarif*, des détails additionnels au processus de nomination en surplus de ceux déjà proposés
5 « *puisque ces détails sont considérés être plus administratifs que liés aux conditions et*
6 *modalités d'un tarif.* »

7 Niveau d'agrégation des déséquilibres quotidiens

8 Il faut savoir que sur TCPL, les pénalités potentielles seraient encourues sur la base de
9 l'ensemble des volumes des divers points de livraison. Le premier réflexe pourrait donc être
10 également d'appliquer cette agrégation globale des points de livraison dans le cas des
11 déséquilibres pour les producteurs.

12 Gaz Métro a donc tenté d'évaluer les effets de variation de production à l'intérieur des zones, de
13 même que dans une situation où il y a échange de production entre les zones.

14 Le tableau 3 illustre une situation où il y aurait équilibre à l'intérieur d'une zone, la production
15 excédentaire d'un producteur compensant la production déficitaire d'un autre. De plus, la
16 capacité réservée sur TQM serait suffisante pour permettre la modulation de l'acheminement
17 des volumes provenant de l'Ouest sans requérir une modification des volumes nominés.

TABLEAU 3
MAINTIEN DE L'ÉQUILIBRE INTRAZONES

	Zone 1a	Zone 1b	TOTAL
Volume nominé sur TQM	0	0	0
<hr/>			
Capacité de la zone	600	200	800
Approvisionnement prévu de la zone			
Producteurs de la zone	200	150	350
Ouest canadien	400	50	450
TOTAL	<u>600</u>	<u>200</u>	<u>800</u>
<hr/>			
Production réelle			
Producteurs de la zone	150	200	350
Ouest canadien	450	0	450
Transferts intrazone	0	0	0
	<u>600</u>	<u>200</u>	<u>800</u>
<hr/>			
Capacité réelle requise sur TQM	0	0	0

- 1 S'il n'y a pas nécessité de sortir de la zone au-delà des capacités déjà nominées sur TQM, il y a
- 2 possibilité de gérer les déséquilibres quotidiens de façon agrégée pour l'ensemble du territoire
- 3 de Gaz Métro. Toutefois, la situation peut être différente lorsque les besoins requièrent que des
- 4 volumes excédant les nominations transitent sur TQM.
- 5 Un second exemple permet de visualiser cette situation :

TABLEAU 4
DÉSÉQUILIBRES ENTRE LES ZONES

	Zone 1	Zone 2	TOTAL
Volume nominé sur TQM	0	50	50
<hr/>			
Capacité de la zone	800	200	1 000
Approvisionnement prévu de la zone			
Producteurs de la zone	350	250	600
Ouest canadien	400	0	400
Transferts interzone	50	(50)	0
TOTAL	800	200	1 000
<hr/>			
Production réelle			
Producteurs de la zone	450	300	750
Ouest canadien	250	0	250
Production interzone	100	(100)	0
TOTAL	800	200	1 000
<hr/>			
Capacité réelle requise sur TQM	0	100	100

- 1 Le volume nominé initialement sur TQM est de 50 unités, selon le niveau de la production qui
- 2 était prévu. Même s'il n'y a pas de déséquilibre quotidien au total (somme de la production des
- 3 zones), le niveau des nominations sur TQM n'est plus suffisant et 50 unités supplémentaires
- 4 sont requises par rapport à la nomination, d'où un risque d'encourir des frais sur le réseau de
- 5 TCPL/TQM.

- 6 Compte tenu de ce qui précède, Gaz Métro estime être en mesure d'identifier les sources des
- 7 variations à l'intérieur d'une même zone, lui permettant ainsi d'agréger les déséquilibres
- 8 intrazone. Cependant, la précision d'identification ne pourrait être assurée entre les zones, les

1 déséquilibres volumétriques quotidiens devraient donc être gérés par zone de consommation et
2 non pas globalement sur le territoire de Gaz Métro.

3 Répartition des déséquilibres quotidiens

4 Une fois qu'il est statué qu'il est possible de gérer les déséquilibres quotidiens globalement au
5 sein d'une zone de consommation, il reste à déterminer de quelle façon ces déséquilibres
6 quotidiens seront répartis entre les producteurs.

7 Gaz Métro propose une méthode simple et équitable de répartition de ces déséquilibres
8 quotidiens et le tableau suivant permet de l'illustrer :

TABLEAU 5
RÉPARTITION DES DÉSÉQUILIBRES QUOTIDIENS

	Prod 1	Prod 2	Prod 3	Prod 4	TOTAL
1 Nominations sur TQM	0	0	0	0	0
<hr/>					
2 Capacité de la zone	20 000	4 000	4 000	2 000	30 000
Volumes nominés prévus de la zone					
3 Producteurs de la zone	19 000	3 000	3 000	2 000	27 000
4 Ouest canadien					3 000
5 TOTAL	<u>19 000</u>	<u>3 000</u>	<u>3 000</u>	<u>2 000</u>	<u>30 000</u>
<hr/>					
Production réelle					
6 Producteurs de la zone	21 450	4 000	3 050	1 000	29 500
7 Ouest canadien					500
8 TOTAL	<u>21 450</u>	<u>4 000</u>	<u>3 050</u>	<u>1 000</u>	<u>30 000</u>
<hr/>					
9 Déséquilibre volumétrique	2 450	1 000	50	(1 000)	2 500
10 % de déséquilibres quotidiens	13%	33%	2%	-50%	
11 Déséquilibre non facturables (0-2%)	380	60	60	40	
12 <u>Déséquilibre volumétrique facturables non réparti (lignes 10-12)</u>	<u>2 070</u>	<u>940</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>3 010</u>
<hr/>					
13 Répartition des déséquilibres facturables ⁽¹⁾	1 719	781	0	0	2 500
14 % de déséquilibres quotidiens ajustés (lignes 11/3)	9 %	26 %	0	0	
15 Total des frais de déséquilibres quotidiens \$ ⁽²⁾	256,87 \$	196,72 \$			

(1) Répartition des déséquilibres facturables = (ligne 12 (Prod 1; Prod 2; Prod 3; Prod 4) X ligne 9 (total)) / ligne 12 (total)

(2) Calcul des frais de déséquilibres quotidiens = (Portion déséquilibres palier 1 X taux palier 1) + (portion palier 2 X taux palier 2) + (portion palier 3 X taux palier 3) + (portion palier 4 X taux palier 4)

9 En premier lieu, Gaz Métro propose de ne considérer que les volumes en déséquilibre quotidien
10 qui vont dans le même sens que le déséquilibre quotidien global de la zone de consommation.
11 Dans l'exemple du tableau 5, seuls les producteurs 1 et 2 se verraient facturer les frais des
12 déséquilibres quotidiens. En ce qui a trait au producteur 3, son déséquilibre quotidien est

1 inférieur au 2 % permis. Pour sa part, en livrant moins que sa nomination, le producteur 4 a
2 permis de réduire le déséquilibre quotidien de l'ensemble de la zone et ne se verrait facturer
3 aucun déséquilibre quotidien.

4 Par la suite, une répartition serait établie selon le rapport de la reconnaissance des volumes
5 supérieurs à 2 % d'écart. En effet, aucuns frais ne seraient exigés pour un déséquilibre
6 quotidien inférieur à 2 % de l'approvisionnement prévu de la zone (volume nominé). Pour le
7 producteur 1 du tableau 5, cette marge représente 380 unités, soit $19\,000 \times 2\%$ et son
8 déséquilibre quotidien est supérieur à cette marge. Il en est de même pour le producteur 2.
9 Toutefois, dans le cas du producteur 3, son déséquilibre quotidien est inférieur à la marge de
10 2 % et les volumes en déséquilibres quotidiens ne sont pas considérés dans l'établissement du
11 prorata de répartition.

12 Le total du déséquilibre quotidien de la zone étant de 2 450, soit 2 500 moins 2 %, ce
13 déséquilibre quotidien sera chargé au prorata du déséquilibre quotidien individuel entre les
14 producteurs 1 et 2. Le prorata de répartition est donc de 2 070 ($2\,450 - 38$) pour le producteur 1
15 et de 940 ($1\,000 - 60$) pour le producteur 2. Ce prorata de répartition serait finalement appliqué
16 au volume total de déséquilibre quotidien de la zone, pour un résultat de 1 719 et 781 unités
17 respectivement pour les producteurs 1 et 2.

18 Gestion du solde du compte d'écart cumulatif

19 Pour ce qui est de la gestion du solde du compte d'écart cumulatif, Gaz Métro ne permettra pas
20 l'agrégation des volumes. En effet, malgré une gestion agrégée de déséquilibres quotidiens qui
21 permet des écarts individuels, chacun des producteurs doit s'assurer d'un retour à un équilibre
22 entre les volumes injectés et les volumes nominés. Un volume déficitaire d'une journée devra
23 rapidement être compensé par un volume excédentaire.

24 Le but du traitement des soldes de compte d'écart cumulatif est d'éviter qu'il y ait déséquilibre
25 au niveau de la fourniture de gaz naturel et pour ce faire, le producteur doit donc livrer le
26 volume qu'il a nominé. Ce déséquilibre au niveau de la fourniture ne peut être compensé pour
27 un autre producteur sur une base cumulative. Si aucun mécanisme n'était en place pour inciter
28 le retour individuel des producteurs à l'équilibre, des livraisons déficitaires systématiques de
29 certains producteurs pourraient être compensées involontairement par d'autres producteurs en
30 surplus de livraison et ce, sans conséquence pour le producteur déficitaire.

- 1 Les écarts cumulatifs seront donc calculés sur la base des volumes individuels de chaque
- 2 producteur avant agrégation des volumes. Le tableau 6 reprend l'exemple du tableau 5 en
- 3 posant l'hypothèse que la situation d'un jour se reproduise deux jours consécutifs et en illustrant
- 4 l'effet du cumul des déséquilibres pour les producteurs.

TABLEAU 6
RÉPARTITION DES ÉCARTS CUMULATIFS

	Prod 1	Prod 2	Prod 3	Prod 4	TOTAL	
JOUR 1						
1	Producteurs de la zone	19 000	3 000	3 000	2 000	27 000
2	Ouest canadien					3 000
3	TOTAL - Volumes nominés	19 000	3 000	3 000	2 000	30 000
4	Producteurs de la zone	21 450	4 000	3 050	1 000	29 500
5	Ouest canadien					500
	TOTAL - Volumes réels	21 450	4 000	3 050	1 000	30 000
6	Déséquilibre volumétrique quotidien - Jour 1	2 450	1 000	50	(1 000)	2 500
JOUR 2						
7	Producteurs de la zone	19 000	3 000	3 000	2 000	27 000
8	Ouest canadien					3 000
9	TOTAL - Volumes nominés	19 000	3 000	3 000	2 000	30 000
10	Producteurs de la zone	21 450	4 000	3 050	1 000	29 500
11	Ouest canadien					500
	TOTAL - Volumes réels	21 450	4 000	3 050	1 000	30 000
12	Déséquilibre volumétrique quotidien - Jour 2	2 450	1 000	50	(1 000)	2 500
JOUR 3						
13	Producteurs de la zone	19 000	3 000	3 000	2 000	27 000
14	Ouest canadien					3 000
15	TOTAL - Volumes nominés	19 000	3 000	3 000	2 000	30 000
16	Producteurs de la zone	14 100	1 000	2 900	4 000	22 000
17	Ouest canadien					500
	TOTAL - Volumes réels	14 100	1 000	2 900	4 000	22 500
18	Déséquilibre volumétrique quotidien - Jour 3	(4 900)	(2 000)	(100)	2 000	(5 000)

Solde du compte d'écart cumulé

JOUR 1						
19	Solde du compte d'écart cumulé (ligne 6)	2 450	1 000	50	(1 000)	2 500
JOUR 2						
20	Solde du compte d'écart cumulé (lignes 6 + 12)	4 900	2 000	100	(2 000)	5 000
JOUR 3						
21	Solde du compte d'écart cumulé (lignes 6 + 12 + 18)	0	0	0	0	0

1 Le tableau 6 permet de constater que le déséquilibre du jour 1 s'additionne avec le déséquilibre
 2 du jour 2 (ligne 20) et que le maintien (dans le même sens) d'une situation de déséquilibre
 3 quotidien ne fait qu'empirer le déséquilibre cumulatif. Ainsi, les producteurs devront
 4 subséquemment inverser leurs déséquilibres quotidiens, en injectant plus ou moins que leurs
 5 nominations, selon le cas, dans le but de retrouver une situation d'équilibre (ligne 21) et ainsi
 6 éviter des frais.

7 Le tableau 7 reprend (ligne 2) les soldes d'écarts cumulatifs de la journée 2 du tableau 6 (ligne
 8 20) pour identifier les soldes d'écarts cumulatifs facturables.

TABLEAU 7
RÉPARTITION DES ÉCARTS CUMULATIFS

	Prod 1	Prod 2	Prod 3	Prod 4
JOUR 2				
1 Volumes nominés	19 000	3 000	3 000	2 000
2 Solde d'écart cumulatif (ligne 20 du tableau 6)	4 900	2 000	100	(2 000)
3 Solde d'écart cumulatif non facturable (ligne 1 X 4 %)	760	120	120	80
4 Solde d'écart cumulatif facturable (lignes 2 - 3)	4 140	1 880	(20)	(2 080)
5 Pourcentage de soldes d'écarts (lignes 2 / 1)	26 %	67 %	3 %	(100) %

9
 10 Les frais sont exigibles à compter d'un solde supérieur à 4 % des volumes nominés, ce qui se
 11 traduit en des soldes respectifs de 760, 120, 120 et 80 pour les quatre producteurs (ligne 3).
 12 Dans cette situation, les producteurs 1, 2 et 4 ont donc des soldes d'écarts cumulatifs
 13 facturables puisque leurs soldes d'écarts sont au-delà du seuil de 4 %.

14 Texte des Conditions de service et Tarif

15 Les solutions proposées pour la diminution des occurrences entraînent une modification au
 16 texte de l'article 16.6.7 originalement proposé aux *Conditions de service et Tarif*. De plus, tel
 17 que mentionné lors de la phase 1, les taux applicables aux déséquilibres quotidiens ainsi qu'aux

1 soldes d'écart cumulatifs sont calculés en fonction des tarifs de TCPL⁴. Or, les taux présentés
2 à la phase 1 étaient calculés en fonction des tarifs de TCPL au 1^{er} janvier 2010. La proposition a
3 donc dû être révisée afin de refléter les taux au 1^{er} janvier 2012.

4 Le nouvel article 14.2.3.2 serait libellé comme suit :

5 « 14.2.3.2 *Écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés*

6 *Les frais liés aux écarts entre les volumes nominés et injectés sont les suivants :*

7 *Déséquilibres quotidiens*

8 *Aucuns frais ne sont exigés lorsque l'écart quotidien entre le volume nominé et le volume*
9 *injecté est inférieur à 2 % du volume total nominé à un point de réception.*

10 *Aucuns frais ne sont exigés lorsque l'écart quotidien entre le volume nominé et le volume*
11 *injecté par un client a pour effet de diminuer l'écart quotidien entre les volumes nominés et*
12 *les volumes injectés au sein d'une même zone de consommation.*

13 *Des frais sont exigés pour les écarts supérieurs à 2 %.*

14 *Les taux applicables aux déséquilibres quotidiens sont les suivants :*

<i>Écart</i>	<i>2 % à 4 %</i>	<i>4 % à 8 %</i>	<i>8 % à 10 %</i>	<i>Plus de 10 %</i>
<i>Taux (¢/m³)</i>	<i>1,591</i>	<i>3,977</i>	<i>5,965</i>	<i>7,954</i>

15

16 *Solde du compte d'écart cumulatif*

17 *Le solde de compte d'écart cumulatif est calculé en ajoutant ou soustrayant tout écart*
18 *quotidien au solde précédent du compte d'écart cumulatif.*

19 *Des frais sont exigibles lorsque le solde quotidien du compte d'écart cumulatif est supérieur à*
20 *4 % du plus élevé des volumes nominés ou de la moyenne des volumes nominés des 30*
21 *derniers jours.*

22 *Les taux applicables au solde des écarts cumulatifs sont les suivants :*

<i>Solde</i>	<i>4 % à 6 %</i>	<i>Plus de 6 %</i>
<i>Taux (¢/m³)</i>	<i>1,193</i>	<i>1,988</i>

23

24 *Ces taux peuvent être ajustés périodiquement pour refléter les modifications aux tarifs de*
25 *TransCanada PipeLines.* »

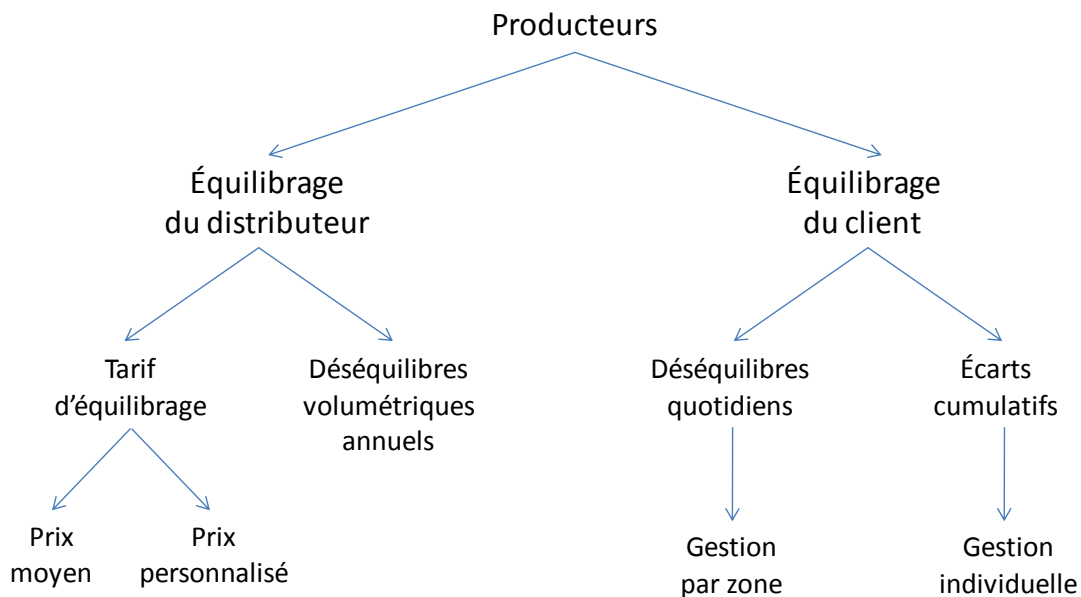
26 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver l'ajout d'un article 14.2.3.2 afin d'y prévoir le**
27 **traitement des écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés.**

⁴ R-3732-2010, B-6, Gaz Métro-1, Document 1, page 42

1 2.1.10 Résumé des choix d'équilibrage des producteurs

2 L'ajout de la possibilité pour les clients producteurs de bénéficier du service d'équilibrage de
 3 Gaz Métro vient modifier substantiellement la proposition originale soumise par Gaz Métro lors
 4 de la phase 1. L'illustration suivante a pour but de visualiser l'effet final des choix qui sont
 5 offerts aux producteurs selon la nouvelle proposition de Gaz Métro.

ILLUSTRATION 8
RÉSUMÉ DES CHOIX D'ÉQUILIBRAGE DES PRODUCTEURS

6 **3 SERVICE DE DISTRIBUTION**7 **3.1 CHAPITRE 16 – DISTRIBUTION**8 3.1.1 Article 16.1.2 – Tarif de distribution par défaut

9 Présentement, l'article 16.1.2 des *Conditions de service et Tarif* prévoit que le tarif D_1 s'applique
 10 par défaut. Gaz Métro croit souhaitable de préciser qu'il ne s'applique pas par défaut pour les
 11 clients qui injectent dans le réseau. Ainsi, l'article 16.1.2 serait modifié comme suit :

12 « Le tarif D_1 s'applique par défaut sauf dans le cas des clients qui injectent dans le réseau de
 13 distribution pour lesquels le tarif D_R s'applique par défaut.

1 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la modification proposée à l'article 16.1.2.**

2 3.1.2 Article 16.5.3 – Renouvellement de contrat et indemnité

3 Lors de la phase 1, Gaz Métro a proposé l'article 16.6.3 traitant du renouvellement du contrat et
4 de l'indemnité (B-6, Gaz Métro-1, Document 1 et B-7, Gaz Métro-2, Documents 1 et 2).⁵

5 Au paragraphe 62 de sa décision D-2011-108, « *La Régie souligne que la définition de*
6 *l'indemnité proposée par Gaz Métro devra être revue pour tenir compte du fait que les taux*
7 *applicables aux coûts de catégorie A devront être fixés de façon à récupérer le coût de service*
8 *intégré au revenu requis [à chaque année]. »*

9 Conséquemment, il n'est effectivement plus pertinent de prévoir la récupération de revenus
10 « manquants » puisque le coût de service sera récupéré chaque année. Gaz Métro propose
11 donc une modification du libellé de l'article 16.5.3 afin de préciser la valeur de la pénalité. Par
12 ailleurs, Gaz Métro saisit l'occasion offerte par la révision requise du libellé présenté à la phase
13 1 pour corriger l'utilisation de l'anglicisme « valeur aux livres » par « valeur comptable ». Ainsi,
14 l'article 16.5.3 serait libellé comme suit :

15 *« Le contrat conclu avec le client peut prévoir une clause de renouvellement automatique à*
16 *l'échéance ou une clause exigeant le paiement par le client d'une indemnité au distributeur à*
17 *l'échéance du terme. Cette indemnité doit équivaloir à la valeur ~~aux livres~~ comptable des*
18 *actifs au moment de la terminaison du contrat.*

19 *Dans le cas où un autre client qui désire injecter du gaz naturel dans le réseau du*
20 *distributeur demande d'accéder, au cours de la période couverte par l'indemnité, à une partie*
21 *ou en totalité de la CMC libérée par le client ayant payé l'indemnité, cette dernière peut être*
22 *remboursée en partie par le distributeur, selon entente entre les parties. »*

23 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la modification proposée à l'article 16.5.3.**

24 3.1.3 Article 16.5.4 – Pression, composition et teneur calorifique

25 Lors de la phase 1, Gaz Métro a proposé l'article 16.6.4 traitant de la pression, de la
26 composition et de la teneur calorifique du gaz naturel (B-7, Gaz Métro-2, Documents 1 et 2).⁶

⁵ Selon la numérotation des articles associée au texte des *Conditions de service et Tarif* approuvé par la décision D-2011-194, cet article serait le 16.5.3.

1 Des discussions sur cet article ont été tenues lors des rencontres de travail, certains
2 intervenants ont réitéré que le libellé présenté en phase 1, notamment la section portant sur la
3 pression, ne définissait pas adéquatement les responsabilités respectives des producteurs et du
4 distributeur.

5 Le document de balisage, présenté en annexe, présente notamment les informations recueillies
6 par l'étude des conditions de service d'autres distributeurs ou transporteurs canadiens sur les
7 sujets de pression et composition du gaz naturel. Ainsi, les exigences et responsabilités à
8 l'égard de la pression varient d'un distributeur à l'autre. Le libellé de l'article présenté à la
9 phase 1 était inspiré des conditions de service de Nova. Cependant, les commentaires recueillis
10 et l'analyse de l'information disponible a permis à Gaz Métro de constater qu'il serait
11 effectivement préférable, pour notamment favoriser une gestion adéquate de son réseau, que la
12 pression maximale soit précisée contractuellement plutôt que de prévoir une pression assortie
13 de tolérance de dépassement.

14 Au sujet des exigences en matière de composition, le balisage illustre également que le niveau
15 de détail varie, notamment pour deux des entreprises régies par l'Office national de l'énergie.
16 Ainsi, le libellé présenté à la phase 1 aurait pu être sujet à interprétation. Il apparaissait donc
17 nécessaire de préciser la source des principaux critères à l'égard de la composition. Ces
18 critères étant externes et sous juridiction différente à celle à laquelle Gaz Métro est soumise, la
19 cohérence serait assurée par la référence à la source uniquement. En effet, Gaz Métro est
20 d'avis que la présentation, détaillée à l'article 16.5.4, des exigences à l'égard de la composition
21 ne serait notamment pas souhaitable dû au maintien du lien avec les critères exigés par TCPL
22 pour le réseau Canadian Mainlines. La cohérence à ces derniers pourrait entraîner des
23 modifications du texte des *Conditions de service et Tarif* chez Gaz Métro s'ils étaient présentés
24 en détail. Par ailleurs, l'entrée en vigueur imminente d'une norme de qualité spécifique pour
25 l'injection du biométhane ainsi que les possibles particularités techniques spécifiques pour
26 chaque point de réception ont motivé Gaz Métro à réitérer que des spécifications additionnelles
27 aux critères de TCPL puissent être exigées par Gaz Métro.

28 Des discussions ont été tenues lors des séances de travail à l'égard de l'effet sur la facturation
29 que pourraient avoir les variations du pouvoir calorifique associées à l'injection de gaz naturel

⁶ Selon la numérotation des articles du texte des *Conditions de service et Tarif* approuvée par la décision D-2011-194, cet article serait le numéro 16.5.4.

1 dans différents segments du réseau. En complément et à la suite de ces discussions, Gaz
2 Métro tient à préciser que le gaz naturel injecté dans le réseau de distribution, indépendamment
3 de sa forme, devra respecter les critères et normes en vigueur afin d'en assurer la compatibilité.
4 Par conséquent, en fonction de l'information disponible, Gaz Métro n'estime pas opportun
5 d'ajouter plus de précisions à l'égard de la teneur calorifique pour cet article.

6 Ainsi, s'inspirant de conditions en vigueur, notamment chez d'autres distributeurs, Gaz Métro a
7 soumis lors des séances de travail une révision du libellé, laquelle a été accueillie
8 favorablement. Gaz Métro propose donc le nouveau libellé de l'article 16.5.4 suivant :

9 « 16.5.4 *PRESSION, COMPOSITION ET TENEUR CALORIFIQUE*

10 *Le gaz naturel du client doit être livré à une pression suffisante pour permettre l'injection de gaz*
11 *naturel dans le réseau du distributeur à ce point de réception, mais n'excédera pas la pression*
12 *maximale prévue au contrat.*

13 *Le gaz naturel injecté par le client doit rencontrer les critères de TransCanada PipeLines,*
14 *Canadian Mainlines tels qu'approuvés par l'Office national de l'énergie.* *Des spécifications*
15 *additionnelles à ceux-ci peuvent toutefois être exigées par le distributeur.*

16 *Dans le cas où le gaz naturel injecté n'est pas conforme aux normes requises, le distributeur*
17 *peut suspendre, sans préavis, la réception du produit non conforme. Le client demeure tenu de*
18 *s'acquitter de ses obligations envers le distributeur. Le client doit également rembourser au*
19 *distributeur les coûts occasionnés par la non-conformité du gaz naturel.»*

20 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver le nouveau libellé de l'article 16.5.4 tel que**
21 **proposé.**

22 3.1.4 Article 16.5.5 – Révision de la capacité maximale contractuelle (CMC)

23 Lors de la phase 1 (B-6, Gaz Métro-1, Document 1, page 39), Gaz Métro a proposé l'article
24 16.6.5 traitant de la révision de la CMC⁷. Dans sa décision D-2011-108 au paragraphe 119, la
25 Régie demandait, entre autres, à Gaz Métro de revoir cet élément en groupe de travail.

26 Ce sujet a donc fait l'objet de discussions lors des rencontres de travail, mais, à la suite de ces
27 discussions, aucune modification au libellé proposé lors de la phase 1 n'a été jugée nécessaire.

28 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver le libellé de l'article 16.5.5 soumis dans le**
29 **cadre de la phase 1 sous l'article 16.6.5.**

⁷ Ce même article est devenu l'article 16.5.5 compte tenu de la nouvelle numérotation des *Conditions de service et Tarif* approuvée par la décision D-2011-194.

1 3.1.5 Article 16.5.6 – Dépassements quotidiens de la CMC

2 3.1.5.1 Dépassements de CMC

3 L'article 16.6.6 proposé lors de la phase 1 (B-6, Gaz Métro-1, Document 1, article 3.5.2.1)
4 traitait des dépassements quotidiens de la CMC⁸.

5 Les discussions du groupe de travail ont surtout eu trait au prix facturé pour ces volumes
6 excédentaires ainsi qu'à la méthode de répartition des excédents de capacités demandées par
7 les producteurs et acceptées par Gaz Métro.

8 Prix des volumes excédentaires

9 Le balisage effectué illustre notamment que chez certains distributeurs tels que Union Gas ou
10 chez certains transporteurs tels que Hydro-Québec, des pénalités dissuasives ont été mises de
11 l'avant. Ainsi, chez Union Gas la pénalité peut atteindre 50 \$/GJ (189,45 ¢/m³) pour tout
12 dépassement excédant 102 % de la capacité maximale contractuelle⁹. Hydro-Québec Transport
13 prévoit quant à elle une pénalité égale à 150 % des frais applicables pour le service de
14 transport ferme pour la capacité excédant la capacité réservée ferme¹⁰.

15 Toujours selon les discussions, la proposition initiale de Gaz Métro aurait pu avoir pour effet
16 d'inciter une surenchère quant au niveau des demandes de volumes excédentaires. En effet,
17 une demande concurrente étant répartie au prorata des capacités demandées, les producteurs
18 auraient avantage à s'assurer que la part de la capacité leur étant octroyée soit la plus grande
19 possible.

20 Gaz Métro estime toutefois peu probable qu'un client ait à demander une révision à la hausse
21 de sa CMC initialement convenue. En effet, les réseaux qui seront bâtis devront permettre la
22 desserte des capacités maximales requises par les clients. Ainsi, il est vraisemblable que les
23 capacités de ces réseaux, de par les contraintes physiques des conduites, excèdent les
24 capacités requises. Les producteurs se feront facturer les frais des conduites installées, qu'ils
25 les utilisent à pleine capacité ou non. Ainsi, tel qu'il peut être observé au tableau suivant, les
26 deux producteurs se verront allouer des capacités de 300 chacun alors que leur capacité
27 requise n'est que de 250. Tant que leur « nouvelle » capacité requise n'excède pas 300,

⁸ Ce même article est devenu l'article 16.5.6 compte tenu de la nouvelle numérotation des *Conditions de service et Tarif* approuvée par la décision D-2011-194.

⁹ Union Gas, Rate M13 Transportation of locally produced gas, effective January 1, 2012

¹⁰ R-3669-2008, phase 2, B-257, Suivi décision D-2012-010 Tarifs et Conditions des services de transport d'Hydro-Québec

- 1 aucune demande de révision à la hausse de leur CMC n'est requise puisqu'elle est établie à
2 leur part de la capacité maximale du réseau.

TABLEAU 8
RÉPARTITION INITIALE DES CAPACITÉS D'UNE CONDUITE

	Capacité requise des producteurs	Capacité de la conduite construite	Répartition des capacités
Producteur 1	250		300
Producteur 2	250		300
TOTAL	500	600	600

- 3 Toutefois, une révision de la CMC pourrait être requise dans le cas où les besoins d'un
4 producteur excéderaient éventuellement sa portion de la capacité de la conduite. Ceci
5 impliquerait qu'un autre producteur laisse inutilisée une part de la capacité du réseau qui lui a
6 été attribuée.
- 7 Dans ce cas, selon la proposition initiale de Gaz Métro, il n'y a aucun avantage à ce qu'il y ait
8 transfert de capacités entre ces producteurs. En effet, le producteur avec des besoins
9 excédentaires demandera plutôt un dépassement quotidien de capacité et ce, pour la durée
10 requise afin de combler ses besoins. Ainsi, toujours selon la proposition initiale de Gaz Métro, il
11 ne paiera que les frais variables de ces dépassements de capacité. Le producteur qui n'utilise
12 donc pas pleinement sa capacité se trouvera à payer pour la capacité laissée disponible alors
13 que le client utilisant cette capacité n'en paiera que les frais variables.
- 14 Pour illustrer cette situation, imaginons que le producteur 2 n'ait pas besoin de sa capacité
15 originalement prévue. Pour sa part, les besoins du producteur 1 excèdent sa part de la conduite
16 qui lui a été allouée.

TABLEAU 9
NOUVELLE RÉPARTITION DES CAPACITÉS D'UNE CONDUITE

	Capacités originales réparties	Nouvelles capacités requises	Frais initialement proposés par Gaz Métro ^(*)
Producteur 1	300	400	300 (FF+FV) + 100 (FV)
Producteur 2	300	200	300 (FF) + 200 (FV)
TOTAL	600	600	

^(*) Les frais applicables aux excédents de capacité sont équivalents aux frais variables seulement.

- 1 Dans ce cas, le producteur 2 continue à payer pour sa capacité de 300 même si ses besoins
- 2 sont passés de 250 à 200. Le producteur 1 continue à payer pour sa part de la conduite, soit
- 3 également une capacité de 300.

- 4 Afin de ne pas détruire la valeur de la capacité laissée disponible par certains producteurs,
- 5 Gaz Métro propose que des frais fixes soient également facturés en cas de dépassements de
- 6 capacité.

- 7 Pour inciter les échanges de capacités entre producteurs lorsque la situation le permet, ces
- 8 frais devraient être plus élevés que les frais fixes actuellement payés par les producteurs.
- 9 Gaz Métro propose donc que les volumes en dépassement quotidien de la CMC soient
- 10 assujettis au taux de l'OMQ du producteur ayant demandé de la capacité supplémentaire à sa
- 11 CMC X 125 %. Il serait ainsi plus avantageux pour un producteur d'obtenir d'un autre
- 12 producteur la capacité requise.

TABLEAU 10
NOUVELLE RÉPARTITION DES CAPACITÉS D'UNE CONDUITE

	Capacités originales réparties	Nouvelles capacités requises	Nouveaux frais proposés par Gaz Métro ^(*)
Producteur 1	300	400	300 (FF+FV) + 100 (FF X 125 % + FV)
Producteur 2	300	200	300 (FF) + 200 (FV)
Total	600	600	

^(*) Les excédents de capacité sont facturés selon le taux de l'OMQ X 125 %, plus les frais variables applicables.

1 Dans ce cas, le producteur 1 aurait tout avantage à négocier un échange de capacité avec le
2 producteur 2. Ceci aurait pour effet que le producteur 2 n'aurait ainsi pas à assumer la totalité
3 des coûts pour sa capacité non requise de 100 unités. De plus, dans cet exemple, la transaction
4 entre les parties aurait pour effet que les coûts du producteur 1 seraient moins élevés que ceux
5 sans une telle entente. En effet, le prix serait alors inférieur à celui correspondant au taux de
6 l'OMQ X 125 %.

7 Le deuxième alinéa de l'article 16.5.6 devra être modifié pour y ajouter la facturation des frais
8 fixes aux volumes en dépassement de la CMC. Cet article est proposé se lire comme suit :

9 « ~~Traitement des~~ Dépassements quotidiens de la capacité maximale contractuelle (CMC)
10 [...]
11 S'il est opérationnellement possible pour le distributeur d'accepter ce volume additionnel de
12 gaz naturel du client, ce volume est facturé selon la somme de 125 % X le taux de
13 l'obligation minimale quotidienne, ~~le~~ du taux unitaire au volume injecté applicable au point de
14 réception ~~ainsi que le~~ et du taux unitaire au volume livré en territoire applicable à sa zone de
15 consommation ou le taux unitaire au volume livré hors territoire, le cas échéant.
16 [...] »

17 Un échange entre producteurs permettra donc à ceux-ci de payer pour leurs nouvelles
18 capacités respectives en se transférant les frais liés à leurs capacités maximales contractuelles
19 respectives. Toutefois, dans l'éventualité où les producteurs choisiraient de ne pas procéder à
20 un tel échange, les frais de dépassement de la CMC seront applicables et les revenus
21 supplémentaires générés par ceux-ci excéderont alors les revenus requis pour la récupération
22 des coûts. Afin de conserver le caractère dissuasif des pénalités, Gaz Métro propose que les
23 revenus issus des frais de dépassement de CMC soient retournés à l'ensemble de la clientèle
24 et non retournés spécifiquement aux clients assujettis au tarif de réception.

25 Répartition des excédents de capacités

26 En ce qui a trait à la méthode de répartition des excédents de capacité, Gaz Métro mentionne
27 qu'elle maintient sa proposition originale quant à une répartition des capacités excédentaires
28 demandées au prorata des volumes excédentaires requis.

29 Gaz Métro saisit l'occasion de la présente preuve pour demander une légère modification au
30 troisième alinéa de l'article 16.5.6 initialement proposé de façon suivante :

1 « Si plusieurs demandes pour injecter des volumes de gaz naturel supplémentaires sont
2 faites de façon concurrente et que lesdits volumes excèdent la capacité du distributeur
3 d'accepter le gaz naturel, une répartition de la capacité disponible est effectuée au prorata
4 des volumes excédentaires demandés. »

5 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver les modifications proposées à l'article 16.5.6**
6 **reflétant les taux applicables aux dépassements quotidiens de la capacité maximale**
7 **contractuelle.**

8 3.1.6 Article 16.5.8 – Possession et contrôle

9 Suivant une demande des producteurs de fournir des détails quant à la propriété du gaz naturel,
10 notamment à la pièce B-8, Gaz Métro-1, Document 2.65 de la phase 1, il a été discuté, lors des
11 séances de travail, de la possibilité d'ajouter un article aux *Conditions de service et Tarif* portant
12 sur les conditions de prise de contrôle du gaz naturel. Gaz Métro a soumis lors des séances de
13 travail une proposition de libellé, laquelle a été accueillie favorablement. Gaz Métro propose
14 donc d'ajouter l'article 16.5.8 suivant :

15 « 16.5.8 POSSESSION ET CONTRÔLE

16 *Le gaz naturel reçu par le distributeur est réputé être sous la possession et le contrôle du*
17 *distributeur dès qu'il est reçu dans le réseau de distribution du distributeur jusqu'à ce qu'il*
18 *soit livré à l'extérieur du réseau de distribution. »*

19 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver le libellé de l'article 16.5.8 tel que proposé.**

20 4 DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET AUTRES SUJETS

21 4.1 CHAPITRE 18 – DISPOSITIONS TRANSITOIRES

22 4.1.1 Article 18.2.2 – Retrait progressif des services de transport et 23 d'équilibrage du distributeur

24 Cet article ne s'adresse actuellement qu'aux clients qui sont aux tarifs de distribution autres que
25 le tarif D_R alors que ces derniers peuvent se soustraire au service d'équilibrage du distributeur.
26 Gaz Métro propose donc d'ajouter cette disposition à l'article 18.2.2 de la façon suivante :

27 « Les clients des tarifs de distribution D_3 et D_4 , ainsi que les clients du tarif de distribution D_1
28 dont la consommation est au moins 75 000 m³/année peuvent demander de se retirer du
29 service de transport ou d'équilibrage du distributeur. Les clients du tarif de distribution D_R

1 peuvent demander de se retirer du service d'équilibrage du distributeur. Les clients du tarif
2 de distribution D_5 ne peuvent se retirer du service de transport du distributeur. »

3 4.1.2 Article 18.2.6 – Calcul du prix d'équilibrage

4 Tel que mentionné à la section portant sur le service d'équilibrage, les modifications devront
5 être reportées aux dispositions transitoires. Le texte de l'article 18.2.6 devra être modifié
6 comme suit :

7 « Les articles 14.1.2.1, 14.1.2.2, 14.1.2.3 et 14.1.2.4 du Chapitre 14 « Équilibrage » sont
8 modifiés comme suit à compter du 1^{er} octobre 2012.

9 **14.1.2.1 Prix pour les clients dont le volume annuel est inférieur à 75 000 m³**

10 Pour chaque m³ de volume retiré, le prix unitaire est de 4,652 ¢/m³.

11 Nonobstant ce qui précède, le client au service de distribution D_1 se retirant du
12 service de transport du distributeur conformément à l'article 18.2.2 est assujéti au
13 prix de l'équilibrage de l'article 14.1.2.3.

14 **14.1.2.2 Prix pour les clients en service de distribution D_R**

15 Pour chaque m³ de volume injecté, le prix unitaire en ¢/m³, en date du 1^{er} octobre
16 2012, est calculé de la façon suivante :

17
$$\frac{228,8 \times (H - P) + 1\,770,1 \times (A - H)}{\text{Volume annuel}}$$

18 où **A** : Volume quotidien moyen Annuel

19 **H** : Volume quotidien moyen d'Hiver (période du 1^{er} novembre au 31 mars)

20 **P** : Volume quotidien de Pointe

21 Le détail du calcul des paramètres **A**, **H** et **P** se retrouve à l'article 14.1.3.

22
23 **14.1.2.3 Prix pour les autres clients et pour les clients assujéti, en date du 30**
24 **septembre 2011, à l'article 14.1.2.2 des Conditions de service et Tarif en vigueur au**
25 **1^{er} décembre 2010**

26 [...]

27 **14.1.2.4 Prix moyen**

28 [...]

29 Ces clients seront assujéti à un prix unitaire moyen en fonction de leur tarif de
30 distribution selon la grille suivante, en date du 1^{er} octobre 2012 :

Tarif de distribution	Prix ¢/m³
<i>D₁</i>	4,652
<i>D₃</i>	0,812
<i>D₄</i>	0,517
<i>D₅ – volet A</i>	-0,871
<i>D₅ – volet B</i>	1,235
<i>D_R</i>	<i>X,XXX »</i>

1 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver les modifications aux articles 18.2.2 et 18.2.6**
2 **telles que proposées.**

3 **4.2 AUTRES SUJETS**

4 **4.2.1 Processus de nomination et injection simultanée**

5 Comme mentionné en introduction du présent document, la Régie demandait, entre autres, que
6 les sujets du processus de nomination et de l'injection simultanée soient discutés en groupe de
7 travail. Des discussions ont effectivement eu lieu, mais certains éléments de réflexion
8 demeurent à être complétés en ce qui a trait à l'injection simultanée.

9 Pour sa part, le sujet du processus de nomination a été adressé à la section 2.1.9.3 « *La*
10 *diminution des occurrences* ».

11 Pour ce qui est de la responsabilité des producteurs injectant simultanément à un même point
12 de réception, des discussions ont eu lieu au sein du groupe de travail sans toutefois qu'un
13 consensus en émerge clairement. Gaz Métro soumet par ailleurs que les règles relatives à la
14 responsabilité des producteurs injectant simultanément à un même point d'injection devraient
15 être prévues aux ententes liant Gaz Métro et les producteurs plutôt qu'aux *Conditions de*
16 *service et Tarif*. À cet égard, Gaz Métro reconnaît qu'il est possible que des contrats distincts
17 puissent être conclus avec les différents clients producteurs injectant à un même point de
18 réception dans la mesure où un mécanisme contractuel permet d'identifier distinctement les
19 nominations de chacun de ceux-ci. Selon Gaz Métro, un tel mécanisme (qu'il implique, ou non,
20 l'intervention d'un « *common stream operator* », tel que soulevé par l'APGQ en phase 1¹¹)
21 devra cependant permettre une facturation intégrale de tous les frais générés par l'un ou l'autre

¹¹ Pièce A-18-1, notes sténographiques de l'audience du 9 novembre 2010, page 135

1 des clients producteurs injectant à un même point de réception. Gaz Métro propose donc de
2 continuer l'examen de cette question et qu'un suivi soit présenté à la Régie sur cette question
3 lors d'un prochain dossier tarifaire. Dans l'intervalle, Gaz Métro poursuivra ses échanges avec
4 les clients producteurs de manière à identifier les modalités d'un mécanisme contractuel
5 permettant, notamment, de conclure des contrats distincts avec les clients producteurs injectant
6 simultanément à un même point de réception et assurant une facturation intégrale des frais.

7 **Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte du fait qu'un suivi sera présenté par**
8 **Gaz Métro lors de la Cause tarifaire 2013 concernant la question de la responsabilité des**
9 **producteurs injectant simultanément à un même point de réception.**

10 **5 PROPOSITIONS RELATIVES À LA PREUVE SPÉCIFIQUEMENT**
11 **ABORDÉES EN PHASE 2**

12 Gaz Métro énumère ci-après les propositions spécifiques recherchées dans le cadre de la
13 phase 2 :

- 14 • Approuver les modifications proposées aux définitions « Appareil de mesurage » et
15 « Point de livraison convenu » ainsi que d'approuver la définition de « Volume
16 nominé » ;
- 17 • Approuver la modification proposée à l'article 5.3.2 « Fréquence des lectures » ;
- 18 • Approuver la modification proposée à l'article 8.1.2 ;
- 19 • Approuver la modification à l'article 8.2 et l'ajout de l'article 8.2.3 tels que libellés ;
- 20 • Approuver l'article 8.4 tel que proposé en phase 1 ;
- 21 • Approuver l'article 8.6.1.3 tel que proposé ;
- 22 • Approuver l'article 9.4.2 tel que proposé ;
- 23 • Approuver l'article 9.4.3 tel que proposé ;
- 24 • Approuver la modification à l'article 14.1.1 afin de permettre l'application du service
25 d'équilibrage pour les clients assujettis au tarif D_R ;
- 26 • Approuver la modification à l'article 14.1.3.1 ;
- 27 • Approuver l'insertion d'un nouvel article 14.1.2.2 portant sur le calcul du prix unitaire du
28 tarif d'équilibrage applicable aux clients assujettis au tarif D_R ;
- 29 • Prendre acte du fait que le prix moyen d'équilibrage pour le tarif D_R sera déterminé lors
30 d'un premier dossier d'investissement relatif à l'injection de gaz naturel ;

- 1 • Approuver que le prix moyen d'équilibrage applicable aux clients du tarif D_R soit fixé pour
2 une période de trois ans à compter de l'approbation du premier projet d'investissement
3 d'injection de gaz naturel ;
- 4 • Approuver la modification à l'article 14.1.2.4 telle que proposée ;
- 5 • Approuver l'ajout d'un titre 14.1.4.1 ainsi que le libellé d'un nouvel article 14.1.4.2 ;
- 6 • Approuver l'insertion d'un nouvel article 14.1.5 et l'ensemble des paragraphes qui le
7 composent, portant sur la gestion des déséquilibres volumétriques annuels applicables
8 aux clients assujettis au tarif D_R ;
- 9 • Approuver la modification à l'article 14.2.1 afin d'y prévoir que le client assujetti au tarif
10 D_R puisse se retirer du service du distributeur ;
- 11 • Approuver l'ajout d'un troisième alinéa à l'article 14.2.1 afin d'y prévoir les conditions
12 applicables aux clients du tarif D_R ;
- 13 • Approuver l'ajout de l'article 14.2.2 afin d'y prévoir les préavis de révisions des volumes
14 nominés applicables aux clients du tarif D_R ;
- 15 • Approuver l'ajout d'un article 14.2.3.2 afin d'y prévoir le traitement des écarts entre les
16 volumes nominés et les volumes injectés ;
- 17 • Approuver la modification proposée à l'article 16.1.2 ;
- 18 • Approuver la modification proposée à l'article 16.5.3 ;
- 19 • Approuver le nouveau libellé de l'article 16.5.4 tel que proposé ;
- 20 • Approuver le libellé de l'article 16.5.5 soumis dans le cadre de la phase 1 sous l'article
21 16.6.5 ;
- 22 • Approuver les modifications proposées à l'article 16.5.6 reflétant les taux applicables
23 aux dépassements quotidiens de la capacité maximale contractuelle ;
- 24 • Approuver le libellé de l'article 16.5.8 tel que proposé ;
- 25 • Approuver les modifications aux articles 18.2.2 et 18.2.6 telles que proposés ; et
- 26 • Prendre acte du fait qu'un suivi sera présenté par Gaz Métro lors de la Cause tarifaire
27 2013 concernant la question de la responsabilité des producteurs injectant
28 simultanément à un même point de réception.

1 6 ANNEXE

2 Tableau synthèse – Balisage autres distributeurs ou transporteurs

Sujets	Nova	TCPL	Union Gas	Fortis BC	Hydro-Québec
Références	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: October 1, 2011 ⁽¹⁾ , <i>Terms and Conditions Respecting Customer's Inventories and Related Matters</i> , effective date: July 1, 2010 ⁽²⁾ , <i>Rate Schedule FT-R Firm Transportation - Receipt</i> , effective date: July 23, 2011 ⁽³⁾ , Operating Procedure Annotated Canadian Association of Petroleum Landmen (CAPL) 1990 ⁽⁴⁾ <i>Appendix « D » to Gas transportation Tariff of Nova Gas Transmission Ltd</i> , effective date: July 1, 2010 ⁽⁵⁾	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: November 1, 2010 ⁽¹⁾ Alberta Transportation Procedures - Credit and Financial Assurances ⁽²⁾ , TransCanada Mainline nominations timelines http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_nominations/ml_nomination_times.xls ⁽³⁾ Storage Transportation service STS Toll Schedule, effective date: November 1, 2010 ⁽⁴⁾	<i>General Terms & Conditions M13 Transportation Agreement Schedule "A"</i> ⁽¹⁾ et <i>Rate M13 Transportation of locally produced gas, Effective January 1, 2012</i> ⁽²⁾ et <i>M13 Transportation and Producer Balancing service and Name change Service Schedule A Points and Pressures and Schedule B Service Terms and Rates</i> ⁽³⁾ <i>Union Gas Credit Requirements</i> ⁽⁴⁾ <i>C1 Rate Schedule: Schedule "B 2010"</i> ⁽⁵⁾	<i>General Terms and Conditions</i> , effective January 1, 2012 ⁽¹⁾ <i>Rate Schedule 11B Biomethane Large volume interruptible sales</i> , effective March 1, 2011 ⁽²⁾ <i>Rate Schedule 30 Off-system sales and purchases rate schedule and agreement (Canada and USA)</i> effective November 28, 2011 ⁽³⁾ Note : Selon le modèle d'affaires de Terasen Gas, le coût de biométhane inclut la fourniture, la production, les infrastructures, les équipements et les coûts d'opération nécessaires à l'injection du gaz naturel et de biométhane dans le réseau. Les coûts de distribution sont alloués à l'ensemble des clients.	Hydro-Québec Transport Décision D-2012-010 (R-3669-2008 phase 2) ⁽¹⁾ B-257 ⁽²⁾ Suivi décision D-2012-010 <i>Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec</i> , incluant l'annexe 4 et Hydro-Québec Distribution D-2011-190 (R-3780-2011) ⁽³⁾
Pression	Articles 7.1 et 7.2 ⁽¹⁾ La pression du gaz est convenue jusqu'à une pression maximale au point de réception. La pression du gaz ne doit pas excéder 110 % de la pression maximale au point de réception.	Article XII ⁽¹⁾ [...] Si le point de réception est immédiatement à l'est de la frontière Alberta/Saskatchewan (« Empress »), la pression de livraison doit être de 4 137 kPa ou, à l'occasion, supérieure lorsque spécifié par TransCanada.	⁽³⁾ La pression du gaz est convenue jusqu'à une pression maximale au point de réception.	Article 4.1 ⁽³⁾ Le vendeur (producteur ou agent de vente) a l'entière responsabilité du transport du gaz jusqu'au point de livraison et que la pression soit suffisante pour permettre la livraison sans toutefois excéder la pression d'opération maximale du transporteur de réception (le Distributeur).	n/a
Composition du gaz naturel	Article 3.1 ⁽¹⁾ Prévoit en détail la qualité du gaz naturel au point de réception. Ce dernier doit notamment être exempt, au point d'injection, de sable, de poussière, de résines, de contaminants [...] contenir un maximum de 23 mg de sulfure d'hydrogène par m ³ , 115 mg de soufre par m ³ [...].	Articles V.2 et V.3 ⁽¹⁾ Prévoient en détail la composition du gaz naturel et la valeur calorifique au point de réception. La valeur calorifique doit être entre 36 MJ/m ³ et 41,34 MJ/m ³ . Ce dernier doit notamment être exempt, au point d'injection, de sable, poussière, résines, contaminants [...] contenir un maximum de 23 mg de sulfure d'hydrogène par m ³ , un maximum de 115 mg de soufre par m ³ .	Section ii) Articles 1 à 7 ⁽¹⁾ La valeur calorifique doit être entre 36 MJ/m ³ et 40,2 MJ/m ³ et une liste détaillée des matières de composition non permises ou limitées.	Article 5.1 ⁽³⁾ Le gaz livré doit respecter les exigences de qualité et de valeur calorifique requise du transporteur de réception (c'est-à-dire du distributeur).	n/a
Mesurage	Article 4.1 ⁽¹⁾ Prévoit que le mesurage et les calculs sont appropriés pour déterminer le volume conformément à la <i>Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz</i> (L.R.C. 1985, c. E-4)	Articles VI.1, VI.2 et IX.2 ⁽¹⁾ Prévoient que les méthodologies de compilation des volumes, calcul de pression et de la détermination de la valeur calorifique doivent être conformes à la <i>Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz</i> (L.R.C. 1985, c.E-4). Article IX.2 ⁽¹⁾ Prévoit que les marges d'erreur pour l'appareil de mesurage sont de 2 % pour les volumes, de 1 % pour la densité et de 0,5 % pour le pouvoir calorifique.	Articles VI.1 et 2 Prévoit que le mesurage et les calculs sont appropriés pour déterminer le volume conformément à la <i>Loi sur l'inspection de l'électricité et du gaz</i> (L.R.C. 1985, c. E-4). Tolérance d'erreur de mesurage ne doit pas excéder 2 %.	Article 5.1 ⁽³⁾ L'unité de mesure à l'usage contractuel sera spécifiée en un MMBtu sec, un GJ, un 10 ³ m ³ ou un Dekatherm sec. Le mesurage des quantités de gaz sera conforme aux procédures définies par le transporteur de réception (distributeur).	n/a

Sujets	Nova	TCPL	Union Gas	Fortis BC	Hydro-Québec
Références	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: October 1, 2011 ⁽¹⁾ , <i>Terms and Conditions Respecting Customer's Inventories and Related Matters</i> , effective date: July 1, 2010 ⁽²⁾ , <i>Rate Schedule FT-R Firm Transportation - Receipt</i> , effective date: July 23, 2011 ⁽³⁾ , Operating Procedure Annotated Canadian Association of Petroleum Landmen (CAPL) 1990 ⁽⁴⁾ <i>Appendix « D » to Gas transportation Tariff of Nova Gas Transmission Ltd</i> , effective date: July 1, 2010 ⁽⁵⁾	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: November 1, 2010 ⁽¹⁾ Alberta Transportation Procedures - Credit and Financial Assurances ⁽²⁾ , TransCanada Mainline nominations timelines http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_nominations/ml_nomination_times.xls ⁽³⁾ Storage Transportation service STS Toll Schedule, effective date: November 1, 2010 ⁽⁴⁾	<i>General Terms & Conditions M13 Transportation Agreement Schedule "A"</i> ⁽¹⁾ et <i>Rate M13 Transportation of locally produced gas, Effective January 1, 2012</i> ⁽²⁾ et <i>M13 Transportation and Producer Balancing service and Name change Service Schedule A Points and Pressures and Schedule B Service Terms and Rates</i> ⁽³⁾ <i>Union Gas Credit Requirements</i> ⁽⁴⁾ <i>C1 Rate Schedule: Schedule "B 2010"</i> ⁽⁵⁾	<i>General Terms and Conditions</i> , effective January 1, 2012 ⁽¹⁾ <i>Rate Schedule 11B Biomethane Large volume interruptible sales</i> , effective March 1, 2011 ⁽²⁾ <i>Rate Schedule 30 Off-system sales and purchases rate schedule and agreement (Canada and USA)</i> effective November 28, 2011 ⁽³⁾ Note : Selon le modèle d'affaires de Terasen Gas, le coût de biométhane inclut la fourniture, la production, les infrastructures, les équipements et les coûts d'opération nécessaires à l'injection du gaz naturel et de biométhane dans le réseau. Les coûts de distribution sont alloués à l'ensemble des clients.	Hydro-Québec Transport Décision D-2012-010 (R-3669-2008 phase 2) ⁽¹⁾ B-257 ⁽²⁾ Suivi décision D-2012-010 <i>Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec</i> , incluant l'annexe 4 et Hydro-Québec Distribution D-2011-190 (R-3780-2011) ⁽³⁾
Processus de nomination et responsabilité des producteurs injectant simultanément au même point de réception	<u>Article 1.14</u> ⁽¹⁾ Définit ce qu'est un « Common Stream Operator » (CSO), comme la personne qui communique à Nova les débits estimés, l'allocation des débits estimés et les quantités totales par point de réception par clients et qui accepte les nominations faites par Nova pour les clients et qui confirme la disponibilité du gaz pour rencontrer les nominations. <u>Article 2.1</u> ⁽⁵⁾ Nova peut refuser l'augmentation du volume nominé à un point de livraison si le délai est inférieur à deux heures, à moins que le CSO confirme au préalable que le total des débits est égal au total des livraisons requises. <u>Article 3.1</u> ⁽⁵⁾ Le débit au point de réception est déterminé selon les estimations transmises par le CSO ou en l'absence de telles estimations. Nova estime le débit selon les données électroniques disponibles ou selon les données de mesurage les plus récentes ainsi que les changements de volumes nominés et données historiques. Le débit au point de réception est alloué à chaque client selon l'allocation faite par le CSO. <u>Article 13.1 Article XV CAPL</u> ⁽⁴⁾ PARTIES TENANTS IN COMMON – les droits, obligations et responsabilités des parties sont séparés à moins qu'il soit intentionnel de partager les intérêts d'un point, d'une installation ou d'une propriété. Les parties seraient alors locataires mais rien dans la procédure d'opération CAPL n'impose la création d'un partenariat imposant des obligations ou responsabilités à l'autre partie.	<u>Articles XXII.1</u> ⁽¹⁾ Prévoit le processus de nomination. Les fenêtres de nomination sont quant à elles présentées dans un document distinct disponible sur le site Internet de TransCanada ⁽³⁾ .	<u>Article XI 11.01</u> ⁽³⁾ Réfère le processus de nominations réfère à l'annexe B du tarif C1. Les fenêtres de nomination ne sont pas spécifiées au tarif M13, elles sont plutôt disponibles dans un document distinct en ligne ainsi qu'à l'annexe B du tarif C1. <u>Articles 1 à 14</u> ⁽⁵⁾ Chaque jour, les nominations doivent être transmises à Union Gas par moyen électronique via <i>Unionline</i> . Les nominations doivent être reçues par Union Gas selon les fenêtres établies conformément à la norme NAESB. Quatre plages de nomination sont disponibles : <ul style="list-style-type: none"> • Timely • Evening • Intra-day 1 • Intra-day 2 Les nominations sont sujettes à l'acceptation de Union Gas. Le client peut désigner un tiers pour s'occuper des déclarations de nomination. Dans ce cas, Union Gas accepte seulement les nominations de cet agent. La désignation d'un tiers doit être signifiée par écrit et est sujette à l'acceptation par Union Gas.	<u>Article 4.2</u> ⁽³⁾ Les parties, vendeurs et acheteurs (voir ici producteurs et consommateurs) doivent coordonner leurs nominations de gaz et activités de programmation afin de respecter les échéanciers du transporteur (voir ici Distributeur). Chaque partie doit donner un préavis opérationnel suffisant afin que toutes les exigences des transporteurs liées par les transactions d'achat et de livraison de gaz soient respectées. Aucune condition spécifiée pour l'injection simultanée.	<u>Paragraphe 355</u> ⁽¹⁾ « La Régie retient que le service de compensation d'écart de réception s'applique au client responsable de l'écart. » <u>Paragraphe 359</u> ⁽¹⁾ « La Régie conclut que les modalités décrites à l'annexe 4 ne peuvent trouver application que lorsqu'il est possible, pour le Transporteur, de mesurer l'écart observé sur son réseau et d'identifier, par des moyens objectifs et vérifiables, le client responsable de l'écart. » <u>Paragraphe 360</u> ⁽¹⁾ « À défaut, le Transporteur devra appliquer la solution identifiée en phase 1, soit de traiter les écarts comme de l'énergie « inadvertante ». »

Sujets	Nova	TCPL	Union Gas	Fortis BC	Hydro-Québec
Références	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: October 1, 2011 ⁽¹⁾ , <i>Terms and Conditions Respecting Customer's Inventories and Related Matters</i> , effective date: July 1, 2010 ⁽²⁾ , <i>Rate Schedule FT-R Firm Transportation - Receipt</i> , effective date: July 23, 2011 ⁽³⁾ , Operating Procedure Annotated Canadian Association of Petroleum Landmen (CAPL) 1990 ⁽⁴⁾ <i>Appendix « D » to Gas transportation Tariff of Nova Gas Transmission Ltd</i> , effective date: July 1, 2010 ⁽⁵⁾	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: November 1, 2010 ⁽¹⁾ Alberta Transportation Procedures - Credit and Financial Assurances ⁽²⁾ , TransCanada Mainline nominations timelines http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_nominations/ml_nomination_times.xls ⁽³⁾ Storage Transportation service STS Toll Schedule, effective date: November 1, 2010 ⁽⁴⁾	<i>General Terms & Conditions M13 Transportation Agreement Schedule "A"</i> ⁽¹⁾ et <i>Rate M13 Transportation of locally produced gas, Effective January 1, 2012</i> ⁽²⁾ et <i>M13 Transportation and Producer Balancing service and Name change Service Schedule A Points and Pressures and Schedule B Service Terms and Rates</i> ⁽³⁾ <i>Union Gas Credit Requirements</i> ⁽⁴⁾ <i>C1 Rate Schedule: Schedule "B 2010"</i> ⁽⁵⁾	<i>General Terms and Conditions</i> , effective January 1, 2012 ⁽¹⁾ <i>Rate Schedule 11B Biomethane Large volume interruptible sales</i> , effective March 1, 2011 ⁽²⁾ <i>Rate Schedule 30 Off-system sales and purchases rate schedule and agreement (Canada and USA)</i> effective November 28, 2011 ⁽³⁾ Note : Selon le modèle d'affaires de Terasen Gas, le coût de biométhane inclut la fourniture, la production, les infrastructures, les équipements et les coûts d'opération nécessaires à l'injection du gaz naturel et de biométhane dans le réseau. Les coûts de distribution sont alloués à l'ensemble des clients.	Hydro-Québec Transport Décision D-2012-010 (R-3669-2008 phase 2) ⁽¹⁾ B-257 ⁽²⁾ Suivi décision D-2012-010 Tarifs et Conditions de Service de Transport d'Hydro-Québec, incluant l'annexe 4 et Hydro-Québec Distribution D-2011-190 (R-3780-2011) ⁽³⁾
Traitement des dépassements de CMC et révision de la CMC	<u>Article 4.3</u> ⁽³⁾ Les coûts globaux pour le dépassement sont calculés comme suit : Frais mensuels pour les dépassements au point de réception = Volume total attribué au dépassement multiplié par le tarif IT-R	Le traitement des dépassements de CMC n'est pas spécifié dans le document général, mais plutôt pour le service de transport d'entreposage. <u>Article 2.3</u> ⁽⁴⁾ L'approbation des livraisons en dépassement de l'entente contractuelle est à la discrétion de TransCanada, qui peut suspendre ou interrompre les volumes excédentaires à tout moment. <u>Article 3.1e</u> ⁽⁴⁾ Le client devra payer, en plus des frais de commodités, des frais mensuels déterminés par la multiplication du tarif associé à la demande par le total du volume excédentaire du mois.	Service de dépassement des réservations (<u>Overrun services</u>) ⁽²⁾ Les frais pour les dépassements autorisés sont payables pour toutes les quantités excédentaires. Les frais pour les excédents autorisés sont de 0,076 \$/GJ (0,288 ¢/m ³). Les frais pour les dépassements non autorisés durant la période du 1 ^{er} novembre au 15 avril sont de 50 \$/GJ (189,45 ¢/m ³) pour tout dépassement excédant 102 % de la capacité maximale contractuelle. Les frais pour les dépassements non autorisés durant la période du 16 avril au 30 octobre sont de 9,373 \$/GJ (35,514 ¢/m ³) pour tout dépassement excédant 102 % de la capacité maximale contractuelle.	<u>Article 3.2</u> ⁽³⁾ Le vendeur et l'acheteur conviennent d'une quantité contractuelle pour une transaction ainsi que des termes de l'obligation de performance (deux choix Couverture ou Prix Spot). Advenant un bris de l'obligation ferme, la partie ayant causé le préjudice indemniserà l'autre.	<u>Paragraphe 464</u> ⁽¹⁾ « [...] advenant un usage non autorisé des services complémentaires de la part du client, ce dernier doit payer au Transporteur 150 % des tarifs applicables prévus aux annexes 1 à 7, ce qui représente une pénalité de 50 % des tarifs applicables aux services complémentaires. » <u>Paragraphe 475</u> ⁽¹⁾ « Par ailleurs, la Régie prend acte de l'affirmation du Transporteur à l'effet que la pénalité de 50 % prévue à l'article 3 des Tarifs et conditions ne s'applique pas aux services de compensation d'écarts de réception et de livraison. <u>Article 3</u> ⁽²⁾ Advenant l'usage non autorisé des services complémentaires de la part du client du service de transport, ce dernier doit payer au Transporteur 150 % des tarifs applicables prévus aux annexes 1 à 3, 6 et 7 (c.-à-d. annexe 1 : Service de gestion du réseau, annexe 2 : Service de réglage de tension, annexe 3 : Service de réglage de fréquence, annexe 6 : Réserve d'exploitation - Service de maintien de réserve tournante et annexe 7 : Réserve d'exploitation - Service de maintien de réserve arrêtée.) <u>Article 13.7</u> ⁽²⁾ Advenant qu'un client du service de transport (y compris le Producteur ou le Distributeur pour des ventes à des tiers) dépasse sa capacité réservée ferme à un point de réception ou de livraison, le client du service de transport paiera au Transporteur un montant égal à 150 % des frais applicables en vertu de l'annexe 9 pour la capacité excédant la capacité réservée ferme. (annexe 9 : Service de transport ferme à long et à court terme de point à point)

Sujets	Nova	TCPL	Union Gas	Fortis BC	Hydro-Québec
Références	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: October 1, 2011 ⁽¹⁾ , <i>Terms and Conditions Respecting Customer's Inventories and Related Matters</i> , effective date: July 1, 2010 ⁽²⁾ , <i>Rate Schedule FT-R Firm Transportation - Receipt</i> , effective date: July 23, 2011 ⁽³⁾ , Operating Procedure Annotated Canadian Association of Petroleum Landmen (CAPL) 1990 ⁽⁴⁾ <i>Appendix « D » to Gas transportation Tariff of Nova Gas Transmission Ltd</i> , effective date: July 1, 2010 ⁽⁵⁾	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: November 1, 2010 ⁽¹⁾ Alberta Transportation Procedures - Credit and Financial Assurances ⁽²⁾ , TransCanada Mainline nominations timelines http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_nominations/ml_nomination_times.xls ⁽³⁾ Storage Transportation service STS Toll Schedule, effective date: November 1, 2010 ⁽⁴⁾	<i>General Terms & Conditions M13 Transportation Agreement Schedule "A"</i> ⁽¹⁾ et <i>Rate M13 Transportation of locally produced gas, Effective January 1, 2012</i> ⁽²⁾ et <i>M13 Transportation and Producer Balancing service and Name change Service Schedule A Points and Pressures and Schedule B Service Terms and Rates</i> ⁽³⁾ <i>Union Gas Credit Requirements</i> ⁽⁴⁾ <i>C1 Rate Schedule: Schedule "B 2010"</i> ⁽⁵⁾	<i>General Terms and Conditions</i> , effective January 1, 2012 ⁽¹⁾ <i>Rate Schedule 11B Biomethane Large volume interruptible sales</i> , effective March 1, 2011 ⁽²⁾ <i>Rate Schedule 30 Off-system sales and purchases rate schedule and agreement (Canada and USA)</i> effective November 28, 2011 ⁽³⁾ Note : Selon le modèle d'affaires de Terasen Gas, le coût de biométhane inclut la fourniture, la production, les infrastructures, les équipements et les coûts d'opération nécessaires à l'injection du gaz naturel et de biométhane dans le réseau. Les coûts de distribution sont alloués à l'ensemble des clients.	Hydro-Québec Transport Décision D-2012-010 (R-3669-2008 phase 2) ⁽¹⁾ B-257 ⁽²⁾ Suivi décision D-2012-010 Tarifs et Conditions de Service de Transport d'Hydro-Québec, incluant l'annexe 4 et Hydro-Québec Distribution D-2011-190 (R-3780-2011) ⁽³⁾
Traitement des écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés	Articles 4.2 et 4.3 ⁽⁵⁾ Prévoient que chaque jour le client doit s'assurer de l'équilibre entre ses livraisons et les volumes nominés. Lors de déséquilibres, Nova peut suspendre des transactions, réduire les nominations de la journée ou réduire l'allocation des volumes reçus du CSO pour qu'elle respecte les nominations de la journée. Si les déséquilibres persistent pour trois jours consécutifs, Nova peut, en plus, suspendre le service ou l'accès aux outils électroniques permettant les transactions et ce, à deux heures de préavis. Le client demeure responsable de payer l'ensemble des frais et tarif et ce, malgré la suspension.	Articles XXII.2, XXII.3, XXII.4, XXII.5, XXII.6 ⁽¹⁾ Définitions – <i>Total Allocated Quantity for any receipt point</i> : quantité totale reçue déterminée par TransCanada pour laquelle des contrats de transports sont convenus avec un client. <i>Total Authorized Quantity or TAQ for any day, for any receipt point</i> : somme des quantités autorisées par point de réception. La variation quotidienne pour un client à tout point de réception représente la différence absolue entre la quantité allouée (total allocated quantity) et la quantité autorisée (total authorised quantity ou TAQ). <i>FTDaily Demand Charge or FTD</i> représente le tarif pour le service ferme de la zone est, multiplié par 12 et divisé par le nombre de jours de l'année. Le terme <i>Average Authorized Quantity or AAQ</i> pour un client à tout point de réception représente la moyenne des TAQ durant les 30 jours précédents. La différence cumulative est la valeur absolue accumulée des différences quotidiennes entre le TAQ et la quantité allouée totale pour un point de réception. <i>Frais pour les déséquilibres quotidiens (volume du palier multiplié par les frais applicables)</i> : ainsi résultat palier 1 + résultat palier 2 + résultat palier 3 + résultat palier 4. Les paliers et quantités sont les suivantes : <ul style="list-style-type: none"> ▶ Palier 1 minimum entre 2 % TAQ, AAQ ou 75 GJ et 4 % TAQ, AAQ ou 150 GJ frais standards : 0,2 fois FTD et EOC Draft fee : 1 fois Index. ▶ Palier 2 minimum entre 4 % TAQ, AAQ ou 150 GJ et maximum 8 % TAQ, AAQ ou 302 GJ frais standards : 0,5 fois FTD et EOC Draft fee : 1,25 fois Index. ▶ Palier 3 minimum entre 8 % TAQ, AAQ ou 302 GJ et 10 % TAQ, AAQ ou 377 GJ frais standards : 0,75 fois FTD et EOC Draft fee : 1,5 fois Index. ▶ Palier 4 minimum 10 % TAQ, AAQ ou 377GJ frais standards : 1 fois FTD et EOC Draft fee : 2 fois Index. Ces frais sont ajoutés à la facture mensuelle. <i>Frais quotidiens pour déséquilibres cumulatifs</i> = (produit des volumes du palier et des frais). Deux paliers. <ul style="list-style-type: none"> ▶ Palier 1 minimum entre 4 % TAQ, AAQ ou 150 GJ et 6 % TAQ, AAQ ou 225 GJ frais standards : 0,15 fois FTD et EOC Draft fee : 0,15 FTD. ▶ Palier 2 minimum entre 6 % TAQ, AAQ ou 225 GJ frais standards : 0,25 fois FTD et EOC Draft fee : 0,25 FTD. 	L'entente contractuelle prévoit une "Firm Daily Variability Demand" de X GJ ⁽³⁾ . Chaque jour où, entre la période du 15 septembre au 15 novembre, le volume à Dawn est excédentaire au "FDVD" convenu et que Union Gas n'a pas confirmé par écrit l'autorisation de l'excédent, le client devra payer 1 \$/GJ (3,879 ¢/m ³) multiplié par le volume excédentaire. Chaque jour où, durant la période du 15 février au 15 avril le volume à Dawn est déficitaire comparativement au FDVD et que Union Gas n'a pas confirmé par écrit l'approbation du déficit, le client devra payer 1 \$/GJ (3,879 ¢/m ³) multiplié par le volume déficitaire. Les frais payables pour chaque quantité débitée ou créditée du compte d'équilibrage du producteur sont de 0,05 \$/GJ (0,189 \$/m ³).	Article 4.3 ⁽³⁾ Les parties doivent déployer tous les moyens commercialement raisonnables afin d'éviter l'imposition de frais pour déséquilibres volumétriques.	Paragraphe 342 ⁽¹⁾ « La Régie retient de la preuve qu'un écart de réception est créé lorsque les sources de production ne livrent pas [...] la quantité d'énergie programmée pour le client. Dans un tel cas, le Transporteur est tenu d'offrir un service de compensation d'écart de réception, afin de corriger tout déséquilibre pouvant affecter l'exploitation fiable de son réseau. » Paragraphe 398 ⁽¹⁾ « La Régie retient l'application des taux de pénalité de 10 % et de 25 % applicables sur le prix de référence pour les écarts des deuxième et troisième paliers respectivement. » Les frais de service de compensation d'écart de réception sont établis en fonction des tranches d'écart suivantes ⁽²⁾ : <ul style="list-style-type: none"> ▶ Écart +/- 1,5 % (minimum 2 MW) par rapport à la transaction programmée = 100 % du prix incrémentiel ou du prix décrémental. ▶ Plus de +/-1,5 % à 7,5 % (ou plus de 2 à 10 MW) par rapport à la transaction programmée = 110 % du prix incrémentiel ou 90 % du prix décrémental. ▶ Plus de +/- 7,5 % (ou plus de 10 MW) par rapport à la transaction programmée = 125 % du prix incrémentiel ou 75 % du prix décrémental. Paragraphe 404 ⁽¹⁾ « Conformément à la décision D-2009-015, les revenus résultant des pénalités des deuxième et troisième paliers devront être traités par le biais d'un compte d'écart. La Régie accepte la proposition du Transporteur d'appliquer le solde du compte d'écart en réduction de son revenu requis. »

Sujets	Nova	TCPL	Union Gas	Fortis BC	Hydro-Québec
Références	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: October 1, 2011 ⁽¹⁾ , <i>Terms and Conditions Respecting Customer's Inventories and Related Matters</i> , effective date: July 1, 2010 ⁽²⁾ , <i>Rate Schedule FT-R Firm Transportation - Receipt</i> , effective date: July 23, 2011 ⁽³⁾ , Operating Procedure Annotated Canadian Association of Petroleum Landmen (CAPL) 1990 ⁽⁴⁾ <i>Appendix « D » to Gas transportation Tariff of Nova Gas Transmission Ltd</i> , effective date: July 1, 2010 ⁽⁵⁾	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: November 1, 2010 ⁽¹⁾ Alberta Transportation Procedures - Credit and Financial Assurances ⁽²⁾ , TransCanada Mainline nominations timelines http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_nominations/ml_nomination_times.xls ⁽³⁾ Storage Transportation service STS Toll Schedule, effective date: November 1, 2010 ⁽⁴⁾	<i>General Terms & Conditions M13 Transportation Agreement Schedule "A"</i> ⁽¹⁾ et <i>Rate M13 Transportation of locally produced gas, Effective January 1, 2012</i> ⁽²⁾ et <i>M13 Transportation and Producer Balancing service and Name change Service Schedule A Points and Pressures and Schedule B Service Terms and Rates</i> ⁽³⁾ <i>Union Gas Credit Requirements</i> ⁽⁴⁾ <i>C1 Rate Schedule: Schedule "B 2010"</i> ⁽⁵⁾	<i>General Terms and Conditions</i> , effective January 1, 2012 ⁽¹⁾ <i>Rate Schedule 11B Biomethane Large volume interruptible sales</i> , effective March 1, 2011 ⁽²⁾ <i>Rate Schedule 30 Off-system sales and purchases rate schedule and agreement (Canada and USA)</i> effective November 28, 2011 ⁽³⁾ Note : Selon le modèle d'affaires de Terasen Gas, le coût de biométhane inclut la fourniture, la production, les infrastructures, les équipements et les coûts d'opération nécessaires à l'injection du gaz naturel et de biométhane dans le réseau. Les coûts de distribution sont alloués à l'ensemble des clients.	Hydro-Québec Transport Décision D-2012-010 (R-3669-2008 phase 2) ⁽¹⁾ B-257 ⁽²⁾ Suivi décision D-2012-010 Tarifs et Conditions de Service de Transport d'Hydro-Québec, incluant l'annexe 4 et Hydro-Québec Distribution D-2011-190 (R-3780-2011) ⁽³⁾
Assignation temporaire et cession de capacité	<u>Article 6.1</u> ⁽³⁾ Prévoit qu'un client peut, par préavis, demander la réduction de la capacité contractuelle. Nova n'a pas l'obligation de trouver un autre client pour prendre la capacité rendue disponible. Si, à la suite de l'avis un nouveau client se propose pour assumer la capacité disponible, Nova peut accepter de réduire la capacité contractuelle initiale selon des termes et conditions acceptables par Nova. Nonobstant une telle réduction, le client peut, selon le choix de Nova, i) continuer de payer toute surcharge jusqu'à la fin du contrat ou ii) advenant la mise hors service des installations, payer à Nova, à l'intérieur d'un certain délai, la valeur comptable des actifs ajustée de tous les coûts et dépenses associées à la mise hors service.	n/d	n/d	<u>Article 12.1</u> ⁽³⁾ Prévoit qu'un contrat peut prendre fin à la suite d'un préavis de 30 jours mais demeure en vigueur jusqu'à l'expiration de la dernière période de livraison de toute transaction confirmée. <u>Article 13.1</u> ⁽³⁾ Il ne peut y avoir assignation du contrat, en tout ou en partie, sans le consentement écrit de la partie non assignataire. Ce consentement ne peut être retenu ou retardé indument. Chacune des parties peut transférer ses intérêts à une compagnie apparentée ou affiliée par assignation, fusion ou autre moyen sans le consentement préalable de l'autre partie. Lors d'un transfert, le transférant ne peut être libéré de ses obligations contractuelles.	<u>Article 23</u> ⁽²⁾ Le client du service de transport peut vendre, céder ou transférer tout ou partie de ses droits en vertu de sa convention de service, mais seulement à un client admissible [...] Le prix versé au revendeur ne saurait excéder le plus élevé des montants suivants : (i) le prix initial payé par le revendeur (ii) le tarif maximum du Transporteur en vigueur au moment de la cession ou (iii) le coût d'opportunité du revendeur plafonné au coût d'expansion du Transporteur.
Exigence de dépôt et période de rétention de ce dépôt	<u>Articles 10.1, 10.3</u> ⁽¹⁾ Prévoient que Nova peut, à tout moment, exiger une lettre de crédit irrévocable ou autre garantie jugée acceptable par Nova. Le montant maximal de la garantie n'excède pas le montant total de tous tarifs, taux et frais applicables équivalant à une période de 70 jours et est estimé sur la base de la moyenne quotidienne pour la période des 12 mois précédents. Le montant de garantie pour une nouvelle installation est déterminé selon l'entente contractuelle.	<u>Article XXIII</u> ⁽¹⁾ Prévoit que TransCanada peut, à tout moment, exiger une lettre de crédit irrévocable ou autre garantie jugée acceptable. Le montant maximal de la garantie n'excède pas le montant total de tous tarifs, taux et frais applicables équivalant à une période de 70 jours et est estimé sur la base de la moyenne quotidienne pour la période des 12 mois précédents. Le montant de garantie, lorsque TransCanada doit construire une nouvelle installation, représente le montant total de tous tarifs, taux et frais applicables payable à TransCanada équivalant à une période de 70 jours à laquelle s'ajoute 1 mois pour chacune des années prévues du contrat de service jusqu'à un maximum total de 12 mois.	<u>Article 1.0 et 1.2</u> ⁽⁴⁾ Union Gas évalue le risque de crédit. Si le résultat de l'évaluation ne respecte pas les exigences de Union Gas, le client doit fournir des garanties financières équivalant à la valeur maximale combinée de tous les contrats du client.	<u>Articles 10.1 et 10.1A</u> ⁽³⁾ Si une des parties a des motifs suffisants d'insécurité face au paiement, à la performance ou au respect d'une des obligations du contrat, l'autre partie peut exiger de recevoir une assurance de performance dans les 5 jours ouvrables suivant la demande. La valeur de l'assurance de performance ne peut excéder le montant calculé selon la procédure utilisée pour déterminer le paiement total de fin de contrat.	<u>Article 17.3</u> ⁽²⁾ Une demande de service de transport ferme point à point doit aussi être accompagnée d'un dépôt, soit du prix d'un mois à l'égard de la capacité réservée.