

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

1	<b>TABLE DES MATIÈRES</b>	
2	<b>LEXIQUE .....</b>	<b>3</b>
3	<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>5</b>
4	<b>1 CONDITIONS DE SERVICE .....</b>	<b>7</b>
5	1.1 CHAPITRE 1 – APPLICATION.....	7
6	1.2 CHAPITRE 5 – MESURAGE .....	8
7	1.2.1 Article 5.3.2 – Fréquence des lectures .....	8
8	1.3 CHAPITRE 8 – DÉPÔT .....	8
9	1.3.1 Article 8.1 – Exigibilité.....	9
10	1.3.2 Article 8.2 – Montant.....	9
11	1.3.3 Article 8.4 – Délai de conservation .....	10
12	1.3.4 Article 8.6.1.3 – Utilisation du dépôt.....	10
13	1.4 CHAPITRE 9 – RECOUVREMENT .....	11
14	1.4.1 Article 9.4.2 – Visite de perception .....	11
15	1.4.2 Article 9.4.3 – Interruption pour non-paiement .....	11
16	<b>2 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE .....</b>	<b>12</b>
17	<b>Propositions de modifications transférées à la phase 3 du présent dossier</b>	
18	<b>3 SERVICE DE DISTRIBUTION.....</b>	<b>12</b>
19	3.1 CHAPITRE 16 – DISTRIBUTION.....	12
20	3.1.1 Article 16.1.2 – Tarif de distribution par défaut.....	12
21	3.1.2 Article 16.5.3 – Renouvellement de contrat et indemnité.....	12
22	3.1.3 Article 16.5.4 – Pression, composition et teneur calorifique.....	13
23	3.1.4 Article 16.5.5 – Révision de la capacité maximale contractuelle (CMC).....	15
24	3.1.5 Article 16.5.6 – Dépassements quotidiens de la CMC .....	15
25	3.1.5.1 Dépassements de CMC.....	15
26	3.1.6 Article 16.5.7 <del>8</del> – Possession et contrôle .....	20
27	<b>4 DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET AUTRES SUJETS .....</b>	<b>20</b>
28	4.1 CHAPITRE 18 – DISPOSITIONS TRANSITOIRES .....	20
29	<b>Propositions de modifications transférées à la phase 3 du présent dossier</b>	
30	4.2 AUTRES SUJETS .....	20
31	4.2.1 Processus de nomination et injection simultanée.....	20
32	<b>5 PROPOSITIONS RELATIVES À LA PREUVE</b>	
33	<b>SPÉCIFIQUEMENT ABORDÉES EN PHASE 2 .....</b>	<b>22</b>
34	<b>6 ANNEXE .....</b>	<b>23</b>
35		

1	<b>LEXIQUE</b>	
2	<b>Client consommateur</b>	Client pour lequel Gaz Métro transporte et distribue du gaz
3		naturel aux fins de consommation à ses installations
4	<b>CMC</b>	Capacité maximale contractuelle
5	<b>Injection</b>	Fonction selon laquelle le producteur rend disponible le gaz
6		naturel dans le réseau gazier
7	<b>OMQ</b>	Obligation minimale quotidienne
8	<b>Client producteur</b>	Client qui injecte du gaz naturel dans le réseau gazier afin d'en
9		permettre le transport et la distribution
10	<b>Point de livraison convenu</b>	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 <sub>R</sub>
17	<b>Point de réception</b>	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	<b>Point d'injection</b>	<del>Lieu physique où le gaz naturel est traité afin de respecter les</del>
21		<del>normes de qualité aux fins d'acheminement dans le réseau</del>
22		<del>gazier existant. Le point d'injection est situé au point de</del>
23		<del>réception ou entre le point de réception et le point</del>
24		<del>d'interconnexion au réseau Gaz Métro</del>

1	<b>Point d'interconnexion au réseau TCPL/TQM</b>	
2		Lieu physique où le réseau gazier de Gaz Métro rejoint le
3		réseau de transport de TCPL/TQM
4	<b>TCPL</b>	TransCanada PipeLines Limited
5	<b>TQM</b>	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
6	<b>Transport TCPL/TQM</b>	Transport de gaz naturel à l'intérieur du territoire de Gaz Métro
7		entre les différentes zones de consommation ou à l'extérieur du
8		territoire de Gaz Métro, via le réseau de transport TCPL/TQM
9	<b>Volume nominé</b>	Volume que le client s'engage à injecter dans le réseau de
10		distribution au cours d'une journée au point de livraison convenu
11	<b>Zone de consommation</b>	Zone géographique à partir du point d'interconnexion au réseau
12		TCPL/TQM délimitant la portion du réseau de Gaz Métro
13		rattaché à ce point d'interconnexion
14		

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. Gaz Métro souligne qu'à la suite de la décision de la Régie D-2012-068 rendue le  
26 7 juin 2012, les propositions de modifications au service d'équilibrage ont été transférées à la

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Création d'un tarif de réception de gaz naturel, R-3732-2010**

---

1 phase 3 du présent dossier. Les références à ces propositions ont conséquemment été retirées  
2 du présent document.

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

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

<b>Sujets D-2011-108</b>	<b>Références aux <i>Conditions de service et Tarif</i></b>
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-Transféré à la phase 3 du présent dossier
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

12 Gaz Métro précise que les *Conditions de service et Tarif* reflètent l'ensemble des propositions  
13 présentées à la phase 1 qui sont maintenues ainsi que des modifications découlant des  
14 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 de réception.  
8 Aux fins de précision, Gaz Métro propose de modifier la définition de « Appareil de mesurage »  
9 afin d'y 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-2011-182<sup>1</sup> 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 :

---

<sup>1</sup> 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 dépôt<sup>2</sup>, Gaz Métro  
25 propose les modifications suivantes.

---

<sup>2</sup> 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<sub>R</sub> 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<sub>R</sub> »

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<sub>R</sub>. 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<sub>R</sub>. »

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<sub>R</sub>. 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<sub>R</sub>

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<sub>R</sub> 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<sub>R</sub>, 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<sub>R</sub>.*

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<sub>R</sub>*

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 de réception qui puisse recevoir une visite de perception. Cet  
21 article n'est donc pas applicable aux clients assujettis au tarif D<sub>R</sub> et un dernier alinéa serait  
22 ajouté à l'article 9.4.2 qui se lirait comme suit :

23       *« [...] L'article 9.4.2 ne s'applique pas aux clients assujettis au tarif D<sub>R</sub>. »*

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<sub>R</sub> 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 Propositions de modifications transférées à la phase 3 du présent dossier.

## 12 **3 SERVICE DE DISTRIBUTION**

### 13 **3.1 CHAPITRE 16 – DISTRIBUTION**

#### 14 3.1.1 Article 16.1.2 – Tarif de distribution par défaut

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

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

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

#### 21 3.1.2 Article 16.5.3 – Renouvellement de contrat et indemnité

22 Lors de la phase 1, Gaz Métro a proposé l'article 16.6.3 traitant du renouvellement du contrat et  
23 de l'indemnité (B-6, Gaz Métro-1, Document 1 et B-7, Gaz Métro-2, Documents 1 et 2).<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> 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 Au paragraphe 62 de sa décision D-2011-108, « *La Régie souligne que la définition de*  
2 *l'indemnité proposée par Gaz Métro devra être revue pour tenir compte du fait que les taux*  
3 *applicables aux coûts de catégorie A devront être fixés de façon à récupérer le coût de service*  
4 *intégré au revenu requis [à chaque année]. »*

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

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

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

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

### 20 3.1.3 Article 16.5.4 – Pression, composition et teneur calorifique

21 Lors de la phase 1, Gaz Métro a proposé l'article 16.6.4 traitant de la pression, de la  
22 composition et de la teneur calorifique du gaz naturel (B-7, Gaz Métro-2, Documents 1 et 2).<sup>4</sup>

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

27 Le document de balisage, présenté en annexe, présente notamment les informations recueillies  
28 par l'étude des conditions de service d'autres distributeurs ou transporteurs canadiens sur les

---

<sup>4</sup> 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 sujets de pression et composition du gaz naturel. Ainsi, les exigences et responsabilités à  
2 l'égard de la pression varient d'un distributeur à l'autre. Le libellé de l'article présenté à la  
3 phase 1 était inspiré des conditions de service de Nova. Cependant, les commentaires recueillis  
4 et l'analyse de l'information disponible a permis à Gaz Métro de constater qu'il serait  
5 effectivement préférable, pour notamment favoriser une gestion adéquate de son réseau, que la  
6 pression maximale soit précisée contractuellement plutôt que de prévoir une pression assortie  
7 de tolérance de dépassement.

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

22 Des discussions ont été tenues lors des séances de travail à l'égard de l'effet sur la facturation  
23 que pourraient avoir les variations du pouvoir calorifique associées à l'injection de gaz naturel  
24 dans différents segments du réseau. En complément et à la suite de ces discussions, Gaz  
25 Métro tient à préciser que le gaz naturel injecté dans le réseau de distribution, indépendamment  
26 de sa forme, devra respecter les critères et normes en vigueur afin d'en assurer la compatibilité.  
27 Par conséquent, en fonction de l'information disponible, Gaz Métro n'estime pas opportun  
28 d'ajouter plus de précisions à l'égard de la teneur calorifique pour cet article.

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

1 « 16.5.4 *PRESSION, COMPOSITION ET TENEUR CALORIFIQUE*

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

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

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

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

14 3.1.4 Article 16.5.5 – Révision de la capacité maximale contractuelle (CMC)

15 Lors de la phase 1 (B-6, Gaz Métro-1, Document 1, page 39), Gaz Métro a proposé l'article  
16 16.6.5 traitant de la révision de la CMC<sup>5</sup>. Dans sa décision D-2011-108 au paragraphe 119, la  
17 Régie demandait, entre autres, à Gaz Métro de revoir cet élément en groupe de travail.

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

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

22 3.1.5 Article 16.5.6 – Dépassements quotidiens de la CMC

23 3.1.5.1 Dépassements de CMC

24 L'article 16.6.6 proposé lors de la phase 1 (B-6, Gaz Métro-1, Document 1, article 3.5.2.1)  
25 traitait des dépassements quotidiens de la CMC<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> 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.

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

4 Prix des volumes excédentaires

5 Le balisage effectué illustre notamment que chez certains distributeurs tels que Union Gas ou  
6 chez certains transporteurs tels que Hydro-Québec, des pénalités dissuasives ont été mises de  
7 l'avant. Ainsi, chez Union Gas la pénalité peut atteindre 50 \$/GJ (189,45 ¢/m<sup>3</sup>) pour tout  
8 dépassement excédant 102 % de la capacité maximale contractuelle<sup>7</sup>. Hydro-Québec Transport  
9 prévoit quant à elle une pénalité égale à 150 % des frais applicables pour le service de  
10 transport ferme pour la capacité excédant la capacité réservée ferme<sup>8</sup>.

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

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

---

<sup>7</sup> Union Gas, Rate M13 Transportation of locally produced gas, effective January 1, 2012

<sup>8</sup> R-3669-2008, phase 2, B-257, Suivi décision D-2012-010 Tarifs et Conditions des services de transport d'Hydro-Québec



**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
<b>TOTAL</b>	<b>500</b>	<b>600</b>	<b>600</b>

1 Toutefois, une révision de la CMC pourrait être requise dans le cas où les besoins d'un  
2 producteur excéderaient éventuellement sa portion de la capacité de la conduite. Ceci  
3 impliquerait qu'un autre producteur laisse inutilisée une part de la capacité du réseau qui lui a  
4 été attribuée.

5 Dans ce cas, selon la proposition initiale de Gaz Métro, il n'y a aucun avantage à ce qu'il y ait  
6 transfert de capacités entre ces producteurs. En effet, le producteur avec des besoins  
7 excédentaires demandera plutôt un dépassement quotidien de capacité et ce, pour la durée  
8 requise afin de combler ses besoins. Ainsi, toujours selon la proposition initiale de Gaz Métro, il  
9 ne paiera que les frais variables de ces dépassements de capacité. Le producteur qui n'utilise  
10 donc pas pleinement sa capacité se trouvera à payer pour la capacité laissée disponible alors  
11 que le client utilisant cette capacité n'en paiera que les frais variables.

12 Pour illustrer cette situation, imaginons que le producteur 2 n'ait pas besoin de sa capacité  
13 originellement prévue. Pour sa part, les besoins du producteur 1 excèdent sa part de la conduite  
14 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 <sup>(*)</sup>
Producteur 1	300	400	300 (FF+FV) + 100 (FV)
Producteur 2	300	200	300 (FF) + 200 (FV)
<b>TOTAL</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	

<sup>(\*)</sup> 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 <sup>(*)</sup>
Producteur 1	300	400	300 (FF+FV) + 100 (FF X 125 % + FV)
Producteur 2	300	200	300 (FF) + 200 (FV)
<b>Total</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	

<sup>(\*)</sup> 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 16.5.78 – 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 16.5.78 suivant :

15       « **16.5.78** *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 16.5.78 tel que proposé.**

## 20       **4 DISPOSITIONS TRANSITOIRES ET AUTRES SUJETS**

### 21       **4.1 CHAPITRE 18 – DISPOSITIONS TRANSITOIRES**

22       Propositions de modifications transférées à la phase 3 du présent dossier.

### 23       **4.2 AUTRES SUJETS**

#### 24       4.2.1 Processus de nomination et injection simultanée

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

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

3 Pour ce qui est de la responsabilité des producteurs injectant simultanément à un même point  
4 de réception, des discussions ont eu lieu au sein du groupe de travail sans toutefois qu'un  
5 consensus en émerge clairement. Gaz Métro soumet par ailleurs que les règles relatives à la  
6 responsabilité des producteurs injectant simultanément à un même point d'injection de  
7 réception devraient être prévues aux ententes liant Gaz Métro et les producteurs plutôt qu'aux  
8 *Conditions de service et Tarif*. À cet égard, Gaz Métro reconnaît qu'il est possible que des  
9 contrats distincts puissent être conclus avec les différents clients producteurs injectant à un  
10 même point de réception dans la mesure où un mécanisme contractuel permet d'identifier  
11 distinctement les nominations de chacun de ceux-ci. Selon Gaz Métro, un tel mécanisme (qu'il  
12 implique, ou non, l'intervention d'un « *common stream operator* », tel que soulevé par l'APGQ  
13 en phase 1<sup>9</sup>) devra cependant permettre une facturation intégrale de tous les frais générés par  
14 l'un ou l'autre des clients producteurs injectant à un même point de réception. Gaz Métro  
15 propose donc de continuer l'examen de cette question et qu'un suivi soit présenté à la Régie  
16 sur cette question lors d'un prochain dossier tarifaire. Dans l'intervalle, Gaz Métro poursuivra  
17 ses échanges avec les clients producteurs de manière à identifier les modalités d'un  
18 mécanisme contractuel permettant, notamment, de conclure des contrats distincts avec les  
19 clients producteurs injectant simultanément à un même point de réception et assurant une  
20 facturation intégrale des frais.

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

---

<sup>9</sup> Pièce A-18-1, notes sténographiques de l'audience du 9 novembre 2010, page 135

1 **5 PROPOSITIONS RELATIVES À LA PREUVE SPÉCIFIQUEMENT**  
2 **ABORDÉES EN PHASE 2**

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

- 5 • Approuver les modifications proposées aux définitions « Appareil de mesurage » et  
6 « Point de livraison convenu » ainsi que d'approuver la définition de « Volume  
7 nominé » ;
- 8 • Approuver la modification proposée à l'article 5.3.2 « Fréquence des lectures » ;
- 9 • Approuver la modification proposée à l'article 8.1.2 ;
- 10 • Approuver la modification à l'article 8.2 et l'ajout de l'article 8.2.3 tels que libellés ;
- 11 • Approuver l'article 8.4 tel que proposé en phase 1 ;
- 12 • Approuver l'article 8.6.1.3 tel que proposé ;
- 13 • Approuver l'article 9.4.2 tel que proposé ;
- 14 • Approuver l'article 9.4.3 tel que proposé ;
- 15 • Approuver la modification proposée à l'article 16.1.2 ;
- 16 • Approuver la modification proposée à l'article 16.5.3 ;
- 17 • Approuver le nouveau libellé de l'article 16.5.4 tel que proposé ;
- 18 • Approuver le libellé de l'article 16.5.5 soumis dans le cadre de la phase 1 sous l'article  
19 16.6.5 ;
- 20 • Approuver les modifications proposées à l'article 16.5.6 reflétant les taux applicables  
21 aux dépassements quotidiens de la capacité maximale contractuelle ;
- 22 • Approuver le libellé de l'article 16.5.7~~8~~ tel que proposé ;
- 23 • Prendre acte du fait qu'un suivi sera présenté par Gaz Métro lors de la Cause tarifaire  
24 2013 concernant la question de la responsabilité des producteurs injectant  
25 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
<b>Références</b>	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: October 1, 2011 <sup>(1)</sup> , <i>Terms and Conditions Respecting Customer's Inventories and Related Matters</i> , effective date: July 1, 2010 <sup>(2)</sup> , <i>Rate Schedule FT-R Firm Transportation - Receipt</i> , effective date: July 23, 2011 <sup>(3)</sup> , Operating Procedure Annotated Canadian Association of Petroleum Landmen (CAPL) 1990 <sup>(4)</sup> <i>Appendix « D » to Gas transportation Tariff of Nova Gas Transmission Ltd</i> , effective date: July 1, 2010 <sup>(5)</sup>	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: November 1, 2010 <sup>(1)</sup> Alberta Transportation Procedures - Credit and Financial Assurances <sup>(2)</sup> , TransCanada Mainline nominations timelines <a href="http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_nominations/ml_nomination_times.xls">http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_nominations/ml_nomination_times.xls</a> <sup>(3)</sup> Storage Transportation service STS Toll Schedule, effective date: November 1, 2010 <sup>(4)</sup>	<i>General Terms &amp; Conditions M13 Transportation Agreement Schedule "A"</i> <sup>(1)</sup> et <i>Rate M13 Transportation of locally produced gas, Effective January 1, 2012</i> <sup>(2)</sup> 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> <sup>(3)</sup> <i>Union Gas Credit Requirements</i> <sup>(4)</sup> <i>C1 Rate Schedule: Schedule "B 2010"</i> <sup>(5)</sup>	<i>General Terms and Conditions</i> , effective January 1, 2012 <sup>(1)</sup> <i>Rate Schedule 11B Biomethane Large volume interruptible sales</i> , effective March 1, 2011 <sup>(2)</sup> <i>Rate Schedule 30 Off-system sales and purchases rate schedule and agreement (Canada and USA)</i> effective November 28, 2011 <sup>(3)</sup> <b>Note</b> : 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) <sup>(1)</sup> B-257 <sup>(2)</sup> 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) <sup>(3)</sup>
<b>Pression</b>	<u>Articles 7.1 et 7.2</u> <sup>(1)</sup> 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.	<u>Article XII</u> <sup>(1)</sup> [...] 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.	<sup>(3)</sup> La pression du gaz est convenue jusqu'à une pression maximale au point de réception.	<u>Article 4.1</u> <sup>(3)</sup> 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
<b>Composition du gaz naturel</b>	<u>Article 3.1</u> <sup>(1)</sup> Prévoit en détail la qualité du gaz naturel au point de réception. Ce dernier doit notamment être exempt, au point d'injection de réception, de sable, de poussière, de résines, de contaminants [...] contenir un maximum de 23 mg de sulfure d'hydrogène par m <sup>3</sup> , 115 mg de soufre par m <sup>3</sup> [...].	<u>Articles V.2 et V.3</u> <sup>(1)</sup> 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 <sup>3</sup> et 41,34 MJ/m <sup>3</sup> . 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 <sup>3</sup> , un maximum de 115 mg de soufre par m <sup>3</sup> .	<u>Section ii) Articles 1 à 7</u> <sup>(1)</sup> La valeur calorifique doit être entre 36 MJ/m <sup>3</sup> et 40,2 MJ/m <sup>3</sup> et une liste détaillée des matières de composition non permises ou limitées.	<u>Article 5.1</u> <sup>(3)</sup> 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
<b>Mesurage</b>	<u>Article 4.1</u> <sup>(1)</sup> 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)	<u>Articles VI.1, VI.2 et IX.2</u> <sup>(1)</sup> 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). <u>Article IX.2</u> <sup>(1)</sup> 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.	<u>Articles VI.1 et 2</u> 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 %.	<u>Article 5.1</u> <sup>(3)</sup> L'unité de mesure à l'usage contractuel sera spécifiée en un MMBtu sec, un GJ, un 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 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
<p><b>Processus de nomination et responsabilité des producteurs injectant simultanément au même point de réception</b></p>	<p><u>Article 1.14</u><sup>(1)</sup> 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.</p> <p><u>Article 2.1</u><sup>(5)</sup> 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.</p> <p><u>Article 3.1</u><sup>(5)</sup> Le débit au point de réception est déterminé selon les estimations transmises par le CSO ou en l'absence de telles estimations.</p> <p>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.</p> <p>Le débit au point de réception est alloué à chaque client selon l'allocation faite par le CSO.</p> <p><u>Article 13.1 Article XV CAPL</u><sup>(4)</sup> 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.</p>	<p><u>Articles XXII.1</u><sup>(1)</sup> Prévoit le processus de nomination.</p> <p>Les fenêtres de nomination sont quant à elles présentées dans un document distinct disponible sur le site Internet de TransCanada<sup>(3)</sup>.</p>	<p><u>Article XI 11.01</u><sup>(3)</sup> Réfère le processus de nominations réfère à l'annexe B du tarif C1.</p> <p>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.</p> <p><u>Articles 1 à 14</u><sup>(6)</sup> 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 :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Timely</li> <li>• Evening</li> <li>• Intra-day 1</li> <li>• Intra-day 2</li> </ul> <p>Les nominations sont sujettes à l'acceptation de Union Gas.</p> <p>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.</p> <p>La désignation d'un tiers doit être signifiée par écrit et est sujette à l'acceptation par Union Gas.</p>	<p><u>Article 4.2</u><sup>(3)</sup> 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).</p> <p>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.</p> <p>Aucune condition spécifiée pour l'injection simultanée.</p>	<p><u>Paragraphe 355</u><sup>(1)</sup> « La Régie retient que le service de compensation d'écart de réception s'applique au client responsable de l'écart. »</p> <p><u>Paragraphe 359</u><sup>(1)</sup> « 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. »</p> <p><u>Paragraphe 360</u><sup>(1)</sup> « À défaut, le Transporteur devra appliquer la solution identifiée en phase 1, soit de traiter les écarts comme de l'énergie « inadvertante ». »</p>

Sujets	Nova	TCPL	Union Gas	Fortis BC	Hydro-Québec
<b>Références</b>	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: October 1, 2011 <sup>(1)</sup> , <i>Terms and Conditions Respecting Customer's Inventories and Related Matters</i> , effective date: July 1, 2010 <sup>(2)</sup> , <i>Rate Schedule FT-R Firm Transportation - Receipt</i> , effective date: July 23, 2011 <sup>(3)</sup> , Operating Procedure Annotated Canadian Association of Petroleum Landmen (CAPL) 1990 <sup>(4)</sup> <i>Appendix « D » to Gas transportation Tariff of Nova Gas Transmission Ltd</i> , effective date: July 1, 2010 <sup>(5)</sup>	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: November 1, 2010 <sup>(1)</sup> Alberta Transportation Procedures - Credit and Financial Assurances <sup>(2)</sup> , TransCanada Mainline nominations timelines <a href="http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_nominations/ml_nomination_times.xls">http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_nominations/ml_nomination_times.xls</a> <sup>(3)</sup> Storage Transportation service STS Toll Schedule, effective date: November 1, 2010 <sup>(4)</sup>	<i>General Terms &amp; Conditions M13 Transportation Agreement Schedule "A"</i> <sup>(1)</sup> et <i>Rate M13 Transportation of locally produced gas, Effective January 1, 2012</i> <sup>(2)</sup> 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> <sup>(3)</sup> <i>Union Gas Credit Requirements</i> <sup>(4)</sup> <i>C1 Rate Schedule: Schedule "B 2010"</i> <sup>(5)</sup>	<i>General Terms and Conditions</i> , effective January 1, 2012 <sup>(1)</sup> <i>Rate Schedule 11B Biomethane Large volume interruptible sales</i> , effective March 1, 2011 <sup>(2)</sup> <i>Rate Schedule 30 Off-system sales and purchases rate schedule and agreement (Canada and USA)</i> effective November 28, 2011 <sup>(3)</sup> <b>Note</b> : 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) <sup>(1)</sup> B-257 <sup>(2)</sup> 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) <sup>(3)</sup>
<b>Traitement des dépassements de CMC et révision de la CMC</b>	<u>Article 4.3</u> <sup>(3)</sup> 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> <sup>(4)</sup> 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> <sup>(4)</sup> 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> ) <sup>(2)</sup> 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 <sup>3</sup> ). Les frais pour les dépassements non autorisés durant la période du 1 <sup>er</sup> novembre au 15 avril sont de 50 \$/GJ (189,45 ¢/m <sup>3</sup> ) 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 <sup>3</sup> ) pour tout dépassement excédant 102 % de la capacité maximale contractuelle.	<u>Article 3.2</u> <sup>(3)</sup> 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 indemniser l'autre.	<u>Paragraphe 464</u> <sup>(1)</sup> « [...] 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> <sup>(1)</sup> « 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> <sup>(2)</sup> 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> <sup>(2)</sup> 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
<b>Références</b>	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: October 1, 2011 <sup>(1)</sup> , <i>Terms and Conditions Respecting Customer's Inventories and Related Matters</i> , effective date: July 1, 2010 <sup>(2)</sup> , <i>Rate Schedule FT-R Firm Transportation - Receipt</i> , effective date: July 23, 2011 <sup>(3)</sup> , Operating Procedure Annotated Canadian Association of Petroleum Landmen (CAPL) 1990 <sup>(4)</sup> <i>Appendix « D » to Gas transportation Tariff of Nova Gas Transmission Ltd</i> , effective date: July 1, 2010 <sup>(5)</sup>	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: November 1, 2010 <sup>(1)</sup> Alberta Transportation Procedures - Credit and Financial Assurances <sup>(2)</sup> , TransCanada Mainline nominations timelines <a href="http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_nominations/ml_nomination_times.xls">http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_nominations/ml_nomination_times.xls</a> <sup>(3)</sup> Storage Transportation service STS Toll Schedule, effective date: November 1, 2010 <sup>(4)</sup>	<i>General Terms &amp; Conditions M13 Transportation Agreement Schedule "A"</i> <sup>(1)</sup> et <i>Rate M13 Transportation of locally produced gas, Effective January 1, 2012</i> <sup>(2)</sup> 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> <sup>(3)</sup> <i>Union Gas Credit Requirements</i> <sup>(4)</sup> <i>C1 Rate Schedule: Schedule "B 2010"</i> <sup>(5)</sup>	<i>General Terms and Conditions</i> , effective January 1, 2012 <sup>(1)</sup> <i>Rate Schedule 11B Biomethane Large volume interruptible sales</i> , effective March 1, 2011 <sup>(2)</sup> <i>Rate Schedule 30 Off-system sales and purchases rate schedule and agreement (Canada and USA)</i> effective November 28, 2011 <sup>(3)</sup> <b>Note</b> : 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) <sup>(1)</sup> B-257 <sup>(2)</sup> 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) <sup>(3)</sup>
<b>Traitement des écarts entre les volumes nominés et les volumes injectés</b>	Articles 4.2 et 4.3 <sup>(5)</sup> 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 <sup>(1)</sup> 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"> <li>➢ 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.</li> <li>➢ 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.</li> <li>➢ 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.</li> <li>➢ Palier 4 minimum 10 % TAQ, AAQ ou 377GJ frais standards : 1 fois FTD et EOC Draft fee : 2 fois Index.</li> </ul> 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"> <li>➢ 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.</li> <li>➢ Palier 2 minimum entre 6 % TAQ, AAQ ou 225 GJ frais standards : 0,25 fois FTD et EOC Draft fee : 0,25 FTD.</li> </ul>	L'entente contractuelle prévoit une "Firm Daily Variability Demand" de X GJ <sup>(3)</sup> . 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 <sup>3</sup> ) 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 <sup>3</sup> ) 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 <sup>3</sup> ).	Article 4.3 <sup>(3)</sup> Les parties doivent déployer tous les moyens commercialement raisonnables afin d'éviter l'imposition de frais pour déséquilibres volumétriques.	Paragraphe 342 <sup>(1)</sup> « 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 <sup>(1)</sup> « 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 du service de compensation d'écart de réception sont établis en fonction des tranches d'écart suivantes <sup>(2)</sup> : <ul style="list-style-type: none"> <li>➢ Écart +/- 1,5 % (minimum 2 MW) par rapport à la transaction programmée = 100 % du prix incrémentiel ou du prix décrémental.</li> <li>➢ 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.</li> <li>➢ Plus de +/- 7,5 % (ou plus de 10 MW) par rapport à la transaction programmée= 125 % du prix incrémentiel ou 75 % du prix décrémental.</li> </ul> Paragraphe 404 <sup>(1)</sup> « 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
<b>Références</b>	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: October 1, 2011 <sup>(1)</sup> , <i>Terms and Conditions Respecting Customer's Inventories and Related Matters</i> , effective date: July 1, 2010 <sup>(2)</sup> , <i>Rate Schedule FT-R Firm Transportation - Receipt</i> , effective date: July 23, 2011 <sup>(3)</sup> , Operating Procedure Annotated Canadian Association of Petroleum Landmen (CAPL) 1990 <sup>(4)</sup> <i>Appendix « D » to Gas transportation Tariff of Nova Gas Transmission Ltd</i> , effective date: July 1, 2010 <sup>(5)</sup>	<i>General Terms and Conditions</i> , effective date: November 1, 2010 <sup>(1)</sup> Alberta Transportation Procedures - Credit and Financial Assurances <sup>(2)</sup> , TransCanada Mainline nominations timelines <a href="http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_nominations/ml_nomination_times.xls">http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/ml_nominations/ml_nomination_times.xls</a> <sup>(3)</sup> Storage Transportation service STS Toll Schedule, effective date: November 1, 2010 <sup>(4)</sup>	<i>General Terms &amp; Conditions M13 Transportation Agreement Schedule "A"</i> <sup>(1)</sup> et <i>Rate M13 Transportation of locally produced gas, Effective January 1, 2012</i> <sup>(2)</sup> 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> <sup>(3)</sup> <i>Union Gas Credit Requirements</i> <sup>(4)</sup> <i>C1 Rate Schedule: Schedule "B 2010"</i> <sup>(5)</sup>	<i>General Terms and Conditions</i> , effective January 1, 2012 <sup>(1)</sup> <i>Rate Schedule 11B Biomethane Large volume interruptible sales</i> , effective March 1, 2011 <sup>(2)</sup> <i>Rate Schedule 30 Off-system sales and purchases rate schedule and agreement (Canada and USA)</i> effective November 28, 2011 <sup>(3)</sup> <b>Note</b> : 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) <sup>(1)</sup> B-257 <sup>(2)</sup> 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) <sup>(3)</sup>
<b>Assignation temporaire et cession de capacité</b>	<u>Article 6.1</u> <sup>(3)</sup> 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> <sup>(3)</sup> 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> <sup>(3)</sup> 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> <sup>(2)</sup> 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.
<b>Exigence de dépôt et période de rétention de ce dépôt</b>	<u>Articles 10.1, 10.3</u> <sup>(1)</sup> 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> <sup>(1)</sup> 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> <sup>(4)</sup> 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> <sup>(3)</sup> 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> <sup>(2)</sup> 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.