

ONTARIO ENERGY BOARD

IN THE MATTER OF an application by Enbridge Gas Distribution Inc. for: an order or orders granting leave to construct a natural gas pipeline and ancillary facilities in the Town of Milton, City of Markham, Town of Richmond Hill, City of Brampton, City of Toronto, City of Vaughan and the Region of Halton, the Region of Peel and the Region of York; and an order or orders approving the methodology to establish a rate for transportation services for TransCanada Pipelines Limited;

AND IN THE MATTER OF an application by Union Gas Limited for: an Order or Orders for pre-approval of recovery of the cost consequences of all facilities associated with the development of the proposed Parkway West site; an Order or Orders granting leave to construct natural gas pipelines and ancillary facilities in the Town of Milton; an Order or Orders for pre-approval of recovery of the cost consequences of all facilities associated with the development of the proposed Brantford-Kirkwall/Parkway D Compressor Station project; an Order or Orders for pre-approval of the cost consequences of two long term short haul transportation contracts; and an Order or Orders granting leave to construct natural gas pipelines and ancillary facilities in the City of Cambridge and City of Hamilton.

**SUPPLEMENTARY MOTION RECORD OF UNION GAS LIMITED AND GAZ MÉTRO
(Motion for relief in relation to the GTA Project)**

Torys LLP
79 Wellington St. W., Suite 3000
Box 270, TD Centre
Toronto, Ontario
M5K 1N2

Crawford Smith (LSUC #: 42131S)
Tel: 416.865.8209
csmith@torys.com

Myriam Seers (LSUC #: 55661N)
Tel: 416.865.7535
mseers@torys.com

Lawyers for Union Gas Limited

TO: **Norton Rose Fulbright Canada LLP**
Suite 2500, 1 Place Ville Marie
Montréal, QC H3B 1R1
Fax: 514.286.5474

Éric Dunberry
Tel: 514.847.4492
Eric.Dunberry@nortonrosefulbright.com

Marie-Christine Hivon
Tel: 514.847.4805
Marie-Christine.Hivon@nortonrosefulbright.com

Lawyers for Gaz Métro

AND TO: **Aird & Berlis LLP**
Brookfield Place, 181 Bay Street
Suite 1800, Box 754
Ottawa, ON M5J 2T9

Fred Cass
Tel: 416.865.7742
Fax: 416.863.1515

Lawyers for Enbridge Gas Distribution Inc.

AND TO: **Ontario Energy Board**
2300 Yonge Street
27th Floor
Toronto, ON M4P 1E4

AND TO: **Intervenors in EB-2012-0451/EB-2012-0333/EB-2013-0074**

TABLE OF CONTENTS

TABLE OF CONTENTS

Tab	Document	Page No.
1.	Québec Act respecting the Régie de l'énergie, section 72	1
2.	Québec Regulation respecting the tenor of a supply plan and the intervals at which it is to be submitted, chapter R-6.01, r. 8, sections 1(2)b), c) and 1(3)b)	2-4
3.	Québec Régie de l'énergie Decision D-2010-144 [English translation to follow]	5-85
4.	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des conditions de service et tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2012 [as filed with the Régie in proceeding R-3809-2012 – English translation to follow]	86-95
5.	<i>Gas Distribution Access Rule</i> (excerpt)	96-125
6.	Board Staff Discussion Paper in EB-2008-0052 STAR	126-159
7.	Board Staff Presentation for STAR Stakeholder Meetings	160-183
8.	Union's Comments on Board Staff's Discussion Paper in EB-2008-0052 STAR	184-210
9.	Enbridge's Comments on Board Staff's Discussion Paper in EB-2008-0052 STAR	211-228
10.	Board's Notice of Issuance of a New Rule (STAR)	229-237
11.	TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season for 2015/2016	238-251

TAB 1

chapter R-6.01

AN ACT RESPECTING THE RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DIVISION II

OBLIGATIONS OF THE ELECTRIC POWER CARRIER AND OF DISTRIBUTORS

72. With the exception of private electric power systems, a holder of exclusive electric power or natural gas distribution rights shall prepare and submit to the Régie for approval, according to the form, tenor and intervals fixed by regulation of the Régie, a supply plan describing the characteristics of the contracts the holder intends to enter into to meet the needs of Québec markets following the implementation of the energy efficiency measures the holder proposes. The supply plan shall be prepared having regard to the risks inherent in the sources of supply chosen by the holder and, as concerns any particular source of electric power, having regard to the energy block established by regulation of the Government under subparagraph 2.1 of the first paragraph of section 112.

When examining a supply plan for approval, the Régie shall consider such economic, social and environmental concerns as have been identified by order by the Government.

1996, c. 61, s. 72; 2000, c. 22, s. 23; 2006, c. 46, s. 41.

TAB 2



© Éditeur officiel du Québec

Updated to 1 July 2013
This document has official status.

chapter R-6.01, r. 8

Regulation respecting the tenor of a supply plan and the intervals at which it is to be submitted

An Act respecting the Régie de l'énergie

(chapter R-6.01, s. 114)

DIVISION I

TENOR

1. The supply plan that any holder of exclusive electric power or natural gas distribution rights must prepare and submit to the Régie de l'énergie for approval shall contain the following information:

- (1) the economic, demographic and energy-producing context in which the holder of rights operates;
- (2) data on demand and supply covering at least 10 years in the case of electric power distributors and at least 3 years in the case of natural gas distributors, describing:
 - (a) the anticipated needs of their markets, specifying the contribution of energy efficiency programs still in effect or committed to, broken down by consumption sector and by final use or by consumption characteristic, including in particular a sensitivity analysis and a comparison of the forecasts of the previous plan with actual data observed over the duration of the previous plan;
 - (b) the characteristics of existing supply contracts, including in particular interruptible power or volume contracts, making it possible to establish their contribution towards meeting their markets' needs, including needs resulting from the application of criteria based on the safety of supplies and, in the case of a natural gas distributor, the characteristics related to the transportation and storage of natural gas; and
 - (c) the characteristics of the additional supplies required to meet the needs of their markets, including needs resulting from the application of criteria based on the safety of supplies and, in the case of a natural gas distributor, the characteristics related to the transportation and storage of natural gas.
- (3) the objectives that the holder of rights intends to achieve and the strategy he intends to apply, over the next 3 years in the case of electric power distributors and over the next year in the case of natural gas distributors, with respect to the additional supplies required and identified in subparagraph c of paragraph 2, and the characteristics of the contracts he intends to enter into, indicating, among other things,
 - (a) the various products, tools or measures contemplated;
 - (b) the risks inherent in the sources of supply chosen;
 - (c) the measures he intends to take to mitigate the impact of those risks;
 - (d) if applicable, the measures he intends to take to have at his disposal an adequate transmission capacity.
- (4) the progress and results achieved by the previous supply plan.

O.C. 925-2001, s. 1.

2. A supply plan shall include technical data, a description of the adopted hypotheses and applied methodologies, the reasons for choosing them and a definition of the technical terms used.

O.C. 925-2001, s. 2.

3. Municipal systems and the Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville are exempted from the application of this Regulation if all their supplies planned for the next 3 years come from Hydro-Québec carrying on its distribution activities.

Notwithstanding the foregoing, they remain subject to this Regulation if part of their supplies for the next 3 years does not come from Hydro-Québec carrying on its distribution activities. In that case, the data referred to in paragraph 2 of section 1 shall be submitted so as to cover at least 5 years.

O.C. 925-2001, s. 3.

DIVISION II

INTERVALS

4. The first supply plan shall be submitted no later than 1 November 2001 in the case of Hydro-Québec carrying on its distribution activities and, as for other distributors, no later than 1 year after 30 August 2001.

The supply plan referred to in section 1 shall subsequently be submitted annually not later than 1 August in the case of a natural gas distributor or in the case of an electric power distributor every 3 years no later than 1 November of the year during which it must be submitted.

O.C. 925-2001, s. 4.

5. Not later than 1 November of the first and second year following the filing of the supply plan referred to in section 1, electric power distributors shall submit a supply plan concerning the progress of the said plan and stating the results achieved and the sufficiency of their supplies on the basis of the criteria defined in subparagraphs *b* and *c* of paragraph 2 of section 1.

O.C. 925-2001, s. 5.

6. Within no more than 30 days after any major event disturbing the holder of rights' supplies, the latter shall submit a supply plan for approval describing the nature of the event, the related risks and the measures already taken or to be taken by the holder of rights to rectify the situation.

O.C. 925-2001, s. 6.

7. *(Omitted).*

O.C. 925-2001, s. 7.

REFERENCES

O.C. 925-2001, 2001 G.O. 2, 4785

TAB 3

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2010-144	R-3720-2010 Phase 2	4 novembre 2010
-------------------	--------------------------------------	------------------------

PRÉSENTS :

Gilles Boulianne
Marc Turgeon
Jean-François Viau
Régisseurs

Société en commandite Gaz Métro

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision

*Demande de modifier les tarifs de Société en commandite
Gaz Métro à compter du 1^{er} octobre 2010*

Intervenants :

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- TransCanada Energy Ltd. (TCE);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	5
2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES.....	6
3. PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE	8
3.1 Rapport déposé par le Groupe de travail	8
3.2 Application du Mécanisme.....	8
3.3 Particularités pour l'année tarifaire 2011	11
3.4 Fonctionnalisation des revenus d'extraction de liquides.....	12
3.5 Calcul du taux de rendement selon la formule d'ajustement automatique.....	13
3.6 Traitement des sommes accumulées à la suite des dépôts non réclamés	15
3.7 Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	17
3.8 Création d'un groupe de travail relatif à la participation des MFR et des MBM aux programmes d'efficacité énergétique	21
3.9 Programme de flexibilité tarifaire	22
3.10 Modifications aux dispositions tarifaires et au texte des <i>Conditions de service et Tarif</i>	22
3.11 Établissement des tarifs	23
3.12 Conclusion sur le rapport du Groupe de travail.....	27
4. SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE.....	28
4.1 Plan d'approvisionnement gazier — horizon 2011-2013.....	28
4.2 Établissement des coûts associés à l'activité de vente de GNL	42
4.3 Mécanisme pour minimiser l'impact du changement de la normale climatique	51
4.4 Stratégie de gestion des actifs.....	52
4.5 Modification du traitement du GAC dans le calcul du revenu plafond.....	54
4.6 Modalités de traitement des pertes de productivité	55
4.7 Modifications aux tarifs D_M , D_3 et D_1	56
4.8 FEÉ	58
4.9 Rapport d'évaluation du Programme de rabais à la consommation (PRC) et du Programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC)	62
4.10 Proposition tarifaire de S.É./AQLPA	63
5. MODALITÉS D'APPLICATION DE LA PRÉSENTE DÉCISION	64
DISPOSITIF	65
ANNEXE 1.....	69
ANNEXE 2.....	79

1. INTRODUCTION

[1] Le 22 janvier 2010, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande de modification des tarifs et de certaines conditions auxquelles le gaz naturel est fourni, transporté et livré dans sa franchise à compter du 1^{er} octobre 2010 (la Demande). Gaz Métro propose que la Demande soit traitée en deux phases, ce que la Régie accepte dans la décision D-2010-015. La Demande est amendée à trois reprises, soit les 30 avril, 11 juin et 2 septembre 2010.

[2] La phase 1 porte sur l'harmonisation du texte des Conditions de service approuvé par la Régie dans sa décision D-2009-136¹ et du texte des Tarifs dont Gaz Métro propose l'adoption.

[3] La phase 2, quant à elle, porte sur les autres demandes, incluant celles soumises au processus d'entente négociée (PEN) prévu au mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance (le Mécanisme) de Gaz Métro en vigueur.

[4] Pour la phase 2 du dossier, les intéressés suivants obtiennent le statut d'intervenant : l'ACIG, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, le ROÉÉ, S.É./AQLPA, TCE, l'UC et l'UMQ.

[5] Le 23 juillet 2010, la Régie rend la décision D-2010-100 dans le cadre de la phase 1 du dossier dans laquelle elle approuve la version française du texte harmonisé appelé *Conditions de service et Tarif*.

[6] Le 5 août 2010, le distributeur indique à la Régie que la décision D-2010-100 contient certaines erreurs d'écriture et demande à la Régie de rectifier sa décision en conséquence. Le 18 août 2010, la Régie indique au distributeur qu'elle tiendra compte de ses commentaires lors de la décision finale portant sur la phase 2.

[7] L'audience s'est déroulée sur quatre jours, soit les 8, 9, 10 et 13 septembre 2010.

¹ Dossier R-3523-2003.

[8] Le 30 septembre 2010, la Régie rend la décision D-2010-133 dans laquelle elle fixe l'entrée en vigueur de tarifs provisoires à compter du 1^{er} octobre 2010 et reporte l'entrée en vigueur des Conditions de service à une date ultérieure. Dans cette même décision, elle se prononce également sur le Programme de produits financiers dérivés et partiellement sur le plan d'approvisionnement de Gaz Métro.

[9] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les modifications tarifaires demandées dans le cadre de la phase 2.

2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

[10] Les conclusions recherchées par Gaz Métro en phase 2, selon la demande ré-amendée du 2 septembre 2010, sont :

*« **RECONDUIRE** jusqu'au 30 septembre 2012 le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D_1 , D_3 et D_M déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2011 par la décision D-2009-156;*

***APPROUVER** l'entente intervenue entre les membres du Groupe de travail ainsi que toutes les pièces s'y rapportant, sous réserves de la dissidence de Gaz Métro;*

***AUTORISER** la tenue de deux rencontres techniques afin d'y expliquer les méthodes d'allocation du coût de service employées par Gaz Métro;*

***AUTORISER** la création d'un groupe de travail qui traitera de la problématique entourant la participation des ménages à faible revenu aux programmes et activités en efficacité énergétique;*

***APPROUVER** le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2011, tel que prévu à l'article 72 de la Loi;*

***APPROUVER**, pour l'exercice financier 2011, les volumes totaux pouvant être protégés en vertu du «Programme de produits financiers dérivés», ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes, avant le 1^{er} octobre 2010;*

APPROUVER l'application à l'exercice 2011 du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé par la Régie dans sa décision D-2007-47;

AUTORISER l'utilisation des sommes imputées au Fonds d'efficacité énergétique (FEÉ) conformément au plan d'action du FEÉ;

AUTORISER un coût en capital moyen de 7,65 % sur la base de tarification;

AUTORISER, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par Gaz Métro pour l'exercice financier 2011, le coût en capital prospectif de 6,55 % résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;

MODIFIER, à compter du 1^{er} octobre 2010, les tarifs de Gaz Métro de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis s'élevant à environ 868 247 000 \$, de façon à permettre à Gaz Métro de récupérer l'ensemble de ses coûts;

AUTORISER la stratégie tarifaire qui est proposée;

APPROUVER les Conditions de service et Tarif proposés;

APPROUVER les réponses fournies par Gaz Métro aux suivis 1, 5, 6 et 7 requis par la Régie dans les diverses décisions;

AUTORISER le report du dépôt du rapport d'évaluation du Programme de rabais à la consommation (PRC) et du Programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC) à la cause tarifaire 2012;

PRENDRE ACTE des réponses fournies par Gaz Métro aux suivis 2, 3, 4, 8 et 9 requis par la Régie dans les diverses décisions. »

3. **PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE**

3.1 **RAPPORT DÉPOSÉ PAR LE GROUPE DE TRAVAIL**

[11] Dans sa décision D-2010-045, la Régie autorise la mise en place d'un Groupe de travail pour étudier le dossier tarifaire 2011 de Gaz Métro. Le 10 juin 2010, les membres du Groupe de travail indiquent être d'accord avec le contenu des documents décrits à la pièce B-17, Gaz Métro-2, document 4, page 1. Le Groupe de travail est d'avis que les documents produits par Gaz Métro respectent le Mécanisme approuvé dans la décision D-2007-47².

[12] Le rapport du Groupe de travail fait état d'une entente qui n'est pas unanime. Gaz Métro, OC, TCE et l'UC expriment leurs dissidences relativement à certains sujets. De plus, l'ACIG, la FCEI, OC, le RNCREQ, le ROEE et S.É./AQLPA expriment leur abstention sur certains sujets.

3.2 **APPLICATION DU MÉCANISME**

3.2.1 **ÉTABLISSEMENT DU REVENU REQUIS**

[13] Le fonctionnement du Mécanisme est basé sur une comparaison entre le revenu plafond et le revenu requis en début d'exercice.

[14] Lorsque le revenu requis est inférieur au revenu plafond, l'écart est considéré comme un gain de productivité. Ce dernier est partagé à parts égales entre les clients et Gaz Métro sous forme d'ajustement tarifaire, pour les premiers, et de bonification du rendement de base sur l'avoir des actionnaires ordinaires, pour la seconde.

[15] Lorsque le revenu requis est supérieur au revenu plafond, les tarifs sont fixés de manière à générer le revenu requis. Il n'y a alors aucune bonification du taux de rendement de Gaz Métro et celle-ci contracte une dette³ envers ses clients équivalente à l'écart entre les revenus plafond et le revenu requis.

² Dossier R-3599-2006.

³ Décision D-2007-47, dossier R-3599-2006, annexe, page 14, lignes 1 à 3.

[16] Le revenu plafond de la composante distribution (D) est établi à partir de celui de l'exercice précédent, lequel est ajusté pour tenir compte de la variation des volumes projetés, de la remise des gains de productivité antérieurs et de l'évolution des prix à la consommation, moins un facteur de productivité⁴. Le revenu plafond est également ajusté pour tenir compte de l'impact des facteurs exogènes et des exclusions. Le revenu plafond des autres composantes, soit le transport (T), l'équilibrage (É) et les inventaires de fourniture et gaz de compression (F, C), est égal au revenu requis déterminé selon la méthode du coût de service.

[17] Le revenu requis de distribution, avant partage, est établi selon les mêmes règles que dans un mode de réglementation basé sur les coûts. Les coûts de distribution comprennent, entre autres, les dépenses d'exploitation, les amortissements, le rendement sur la base de tarification et la contribution au Fonds vert. Les coûts de transport et d'équilibrage sont en majeure partie déterminés par les contrats conclus avec les fournisseurs des services de transport et d'entreposage et les volumes projetés.

[18] L'établissement de l'ensemble des revenus et des coûts fait l'objet d'un PEN. Le tableau suivant présente le calcul du gain de productivité anticipé pour l'année tarifaire 2011, son partage ainsi que le revenu plafond et le revenu requis selon les composantes distribution (D), inventaires de fourniture et gaz de compression (F, C), transport (T) et équilibrage (É), tel qu'indiqué en preuve.

[19] L'an dernier, le dossier tarifaire 2010 présentait une situation de perte de productivité, c'est-à-dire que le revenu requis était supérieur au revenu plafond calculé selon les modalités de l'entente en vigueur. Les tarifs de 2010 avaient donc été établis selon le revenu requis. Le Mécanisme en vigueur prévoit que la perte de productivité prévue en 2010 doit être remboursée avant que Gaz Métro ne puisse bénéficier de nouveaux gains de productivité ou trop-perçus. Le gain de productivité prévu en 2011 servira donc en premier à rembourser une partie de cette perte de productivité qui s'élève à 19 M\$.

⁴ Pièce B-35, Gaz Métro-8, document 1, page 1.

TABLEAU 1
Calcul du gain de productivité et son partage
(000 \$)

	2010	2011				
	TOTAL ⁽¹⁾	Distribution (D)	Inventaires (F, C)	Transport (T)	Équilibrage (É)	TOTAL
Revenu plafond	823 672	533 019	6 935	265 037	69 961	874 951
Revenu requis	842 648	526 315	6 935	265 037	69 961	868 247
Gain (perte) de productivité	(18 976)	6 704	-	-	-	6 704
Part des clients	(18 976)	6 704	-	-	-	6 704
Part de Gaz Métro	0	0	-	-	-	0
Rendement additionnel de Gaz Métro après impôts	0,0 %	0,0 %	-	-	-	0,0 %

⁽¹⁾ Selon la décision D-2009-162, dossier R-3690-2009, page 6.

Source : Pièce B-35, Gaz Métro-8, documents 1, 3 et 4

[20] Le revenu plafond de distribution pour l'année tarifaire 2011 s'établit à 533,0 M\$ alors que le revenu requis de distribution est de 526,3 M\$. L'ensemble des activités de Gaz Métro lui permet d'anticiper des gains de productivité de son activité de distribution de 6,7 M\$ qu'elle attribue entièrement aux clients.

3.2.2 PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DU REVENU REQUIS

[21] Les dépenses d'exploitation s'élèvent à 158,6 M\$ en 2011, soit une hausse nette de 4,1 M\$ ou de 2,6 % par rapport à l'année précédente. La variation est attribuable aux éléments suivants :

- l'inflation des salaires, 1,8 M\$;
- les cotisations aux régimes de retraite des employés, 2,0 M\$;
- les assurances collectives et autres avantages marginaux, 1,1 M\$;
- l'inspection, le diagnostic et l'entretien du réseau, 0,7 M\$;

- la révision de la gestion des outils de communication, -0,9 M\$.
- les autres activités spécifiques, -0,6 M\$.

[22] La valeur moyenne mensuelle de la base de tarification s'établit à 1 772,5 M\$, soit une diminution de 9,5 M\$ par rapport à l'année précédente. Les additions à la base de tarification s'élèvent à 135,2 M\$ en 2011, en hausse de 10,0 M\$ par rapport à la projection de l'année précédente. Cette progression s'explique principalement par la hausse des montants relatifs aux améliorations du réseau en lien avec la *Stratégie de gestion des actifs* et les investissements en installations générales.

3.3 PARTICULARITÉS POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2011

[23] Dans son rapport, le Groupe de travail présente un nouveau document faisant brièvement état des sujets ayant suscité le plus de discussions lors des journées de négociation. La Régie prend acte du contenu du document, apprécie l'initiative du Groupe de travail et considère utile à ses délibérations un tel rapport.

[24] Dans le cadre du PEN, la Régie se prononce sur les demandes spécifiques du Groupe travail de même que sur les dissidences. Ces demandes ont trait aux éléments suivants :

- la fonctionnalisation des revenus d'extraction de liquides;
- le calcul du taux de rendement selon la formule d'ajustement automatique;
- les dépôts non réclamés;
- le PGEÉ;
- les programmes de flexibilité tarifaire;
- les modifications aux dispositions tarifaires et au texte des *Conditions de service et Tarif*;
- l'interfinancement au tarif D₁;
- la demande de rencontres techniques au sujet de l'allocation des coûts.

[25] Quatre intervenants au Groupe de travail émettent des dissidences sur les sujets suivants :

- la création d'un groupe de travail relatif à la participation des ménages à faibles revenus (MFR) et des ménages à budgets modestes (MBM) aux programmes d'efficacité énergétique, dissidence d'OC;
- l'exogène pour les dépôts non réclamés, dissidence de Gaz Métro;
- la correction de l'interfinancement au tarif D₁, dissidences de TCE et de l'UC;
- le niveau de critères présentés pour justifier les tarifs proposés, dissidence de TCE;
- le traitement des dépôts non réclamés, dissidence de l'UC.

3.4 FONCTIONNALISATION DES REVENUS D'EXTRACTION DE LIQUIDES

[26] Le Groupe de travail a convenu de fonctionnaliser les revenus générés par l'extraction de liquides de gaz à la fourniture plutôt qu'à l'équilibrage. Ces revenus, provenant de l'extraction de liquides de gaz contenus dans le gaz naturel acheté à AECO ont historiquement été comptabilisés comme des revenus d'optimisation résultant de transactions financières et fonctionnalisés à l'équilibrage. Il apparaît plus logique au Groupe de travail de comptabiliser les revenus liés à ces transactions à la fourniture plutôt qu'à l'équilibrage. Ce changement serait effectif dès l'exercice tarifaire 2011.

[27] Aux fins de la détermination du prix de la fourniture, il a donc été convenu d'inclure, dès le mois suivant la présente décision, les revenus d'extraction prévus pour l'année 2011 au rapport mensuel établissant le prix de la fourniture et du gaz de compression.

[28] Pour le dossier tarifaire 2011, cette modification représente un écart de 0,006 \$/GJ sur le prix de la fourniture. Le faible impact de cette modification sur les autres pièces du dossier tarifaire ne justifiait pas le traitement complet du dossier. Le Groupe de travail propose, pour le dossier 2011, que seule la reclassification des revenus d'extraction de l'équilibrage à la fourniture soit effectuée, mais qu'à partir du prochain dossier tarifaire, cette modification soit reflétée dans toutes les pièces du dossier tarifaire.

[29] En audience, le Groupe de travail fournit la méthode d'intégration des revenus d'extraction au calcul du tarif de fourniture, en mode prévisionnel et réel. Il mentionne que les revenus totaux d'extraction réalisés au cours de l'année, tels qu'intégrés au calcul du tarif de fourniture et du gaz de compression, pourront être identifiés lors du dépôt du rapport annuel de Gaz Métro.

[30] Advenant une décision favorable de la Régie, le Groupe de travail mentionne que le *Document explicatif du calcul du service du tarif de fourniture du gaz naturel et du gaz de compression* (suivi de la décision D-2008-083⁵) sera révisé et intégrera les modifications liées à l'extraction de liquides de gaz.

[31] La Régie juge que, dans la mesure où les revenus de liquides de gaz proviennent essentiellement du gaz naturel livré à AECO et donc du gaz naturel contracté pour les clients s'approvisionnant en gaz naturel de réseau, le principe de la causalité des coûts est mieux appliqué en fonctionnalisant ces revenus à la fourniture du gaz naturel. **Elle accepte donc la proposition du Groupe de travail ainsi que la méthode d'intégration proposée qui devra tenir compte des revenus prévus et des revenus réels.**

[32] **La Régie demande à Gaz Métro d'identifier, lors du dépôt du rapport annuel, les revenus totaux d'extraction de liquides de gaz naturel réalisés au cours de l'année, tels qu'intégrés au calcul du tarif de fourniture et du gaz de compression. De plus, elle prend acte du fait que le *Document explicatif du calcul du service du tarif de fourniture du gaz naturel et du gaz de compression* (suivi de la décision D-2008-083) sera révisé et intégrera les modifications liées à l'extraction de liquides.**

3.5 CALCUL DU TAUX DE RENDEMENT SELON LA FORMULE D'AJUSTEMENT AUTOMATIQUE

[33] Dans le cadre de la rencontre d'information du PEN du 18 mai 2010, le Groupe de travail s'est questionné sur le calcul du taux de rendement autorisé pour le dossier tarifaire 2011. Certains membres faisaient valoir que la formule d'ajustement automatique (FAA) devrait être utilisée avec un taux sans risque de 4,30 % pour 2010, plutôt que le taux de 4,228 % utilisé par Gaz Métro et établi à l'aide des données du Consensus Forecasts du mois d'août 2009.

⁵ Dossier R-3662-2008 Phase 1.

[34] Le Groupe de travail mentionne que la Régie dans la décision D-2009-156 indiquait qu'elle « *fixe le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire de Gaz Métro à 9,20 %* » et qu'elle reconduisait « *la formule d'ajustement automatique du taux de rendement* ». La Régie indiquait aussi, au paragraphe 302 de cette décision, que sur la base « *d'un taux sans risque de 4,30 %, le taux de rendement autorisé correspond à une prime de risque implicite de 4,90 % pour le distributeur* ».

[35] Le Groupe de travail souligne également que la décision de la Régie, dans le cadre de laquelle la FAA a été mise en place (D-99-11⁶), indiquait qu'il fallait utiliser « *la projection la plus récente du Consensus Forecasts pour déterminer, lors des causes tarifaires, le taux obligataire sans risque* ».

[36] Le Groupe de travail considère que la Régie n'a pas spécifié qu'elle désirait modifier la FAA. Il mentionne que si la Régie désirait que le Consensus Forecasts du mois d'août ne soit pas utilisé pour déterminer le taux sans risque en 2010, elle devrait aussi préciser quel devrait être le taux sans risque en 2011.

[37] Le Groupe de travail conclut qu'il ne serait pas approprié d'utiliser un taux sans risque de 4,30 % pour 2010, puisqu'il ne s'agit pas du taux provenant du Consensus Forecasts du mois d'août. Il juge préférable de maintenir cette référence afin de permettre d'avoir un repère constant année après année. Le Groupe de travail conserve donc 4,228 % comme taux sans risque de référence pour l'application de la FAA au dossier tarifaire 2011.

[38] Dans la décision D-2009-156, la Régie mentionnait que :

« *Sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit le taux sans risque dans une fourchette variant de 4,23 % à 4,50 %.* » [nous soulignons]

[39] Dans la décision D-2009-156, le taux sans risque de 4,228 % établi à l'aide des données du Consensus Forecasts du mois d'août 2009, correspondait donc à la limite inférieure de la fourchette retenue.

⁶ Dossier R-3397-98.

[40] Par ailleurs, tel que mentionné par le Groupe de travail, dans cette même décision, la Régie fixait le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire à 9,20 % en précisant que ce chiffre se décomposait en un taux sans risque de 4,3 % et une prime de risque implicite de 4,9 %. Le taux sans risque utilisé par la Régie dans sa décision D-2009-156 n'était donc pas établi uniquement sur la base des données du Consensus Forecasts.

[41] La Régie considère que le taux sans risque de 4,3 % constitue le point d'ancrage sur lequel doit reposer la formule d'ajustement automatique. En effet, dans la mesure où c'est le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire de 9,20 % qui doit être ajusté selon la formule établie, l'utilisation d'un taux sans risque autre que celui utilisé par la Régie dans la décision D-2009-156 irait à l'encontre de cette décision et présupposerait que le taux de rendement de départ serait différent de celui fixé par la Régie.

[42] **En conséquence, la Régie demande au distributeur d'utiliser, pour l'application de la formule d'ajustement automatique du taux de rendement de l'actionnaire de l'année tarifaire 2011, un taux sans risque de 4,3 % comme point d'ancrage.**

3.6 TRAITEMENT DES SOMMES ACCUMULÉES À LA SUITE DES DÉPÔTS NON RÉCLAMÉS

[43] Afin d'assurer le paiement des factures de gaz naturel, Gaz Métro demande à certains clients une garantie, soit un dépôt, conformément à *l'Ordonnance sur les dépôts exigés par les distributeurs de gaz*⁷ (l'Ordonnance).

[44] Depuis 1977, les dépôts, ainsi que les intérêts cumulés, sont versés dans un compte en fidéicomis. Malgré tous les efforts pour retracer et rembourser les propriétaires de ces dépôts, Gaz Métro, selon la preuve déposée, dispose d'un solde toujours impayé au 30 septembre 2010 totalisant 2 M\$, soit 1,1 M\$ en dépôts non réclamés et 0,9 M\$ en intérêts cumulés.

⁷ *Ordonnance sur les dépôts exigés par les distributeurs de gaz naturel*, 9 juin 1977, R.R.Q., R-6.01, r.0.06.1, telle que modifiée par les décisions D-90-31, dossier R-3164-89, D-90-68, dossier R-3179-90 et D-93-51, dossier R-3260-93.

[45] Gaz Métro propose de renverser le solde au compte en réduction du revenu requis et d'appliquer cette réduction aux clients à petit et moyen débits. Elle propose, par ailleurs, de laisser la possibilité aux déposants de récupérer leur dépôt en se manifestant d'eux-mêmes par la suite, et ce, pour une période de temps indéterminée.

[46] Tout en retenant la proposition du distributeur, le Groupe de travail soumet qu'un exogène devrait être mis en place pour tenir compte de ce remboursement dans le cadre du Mécanisme. Cette solution permettrait d'éviter que le renversement n'affecte les résultats obtenus dans le calcul du gain de productivité. Les soldes venant à échéance en 2011 et les années subséquentes n'ayant aucun impact significatif sur le calcul du gain de productivité, le Groupe de travail propose de limiter l'exogène au solde de 2 M\$ dont l'échéance est le 30 septembre 2010.

[47] L'UC exprime sa dissidence relativement au traitement des dépôts non réclamés tel que proposé par le Groupe de travail. Elle souligne, lors de son argumentation, avoir des réserves quant à la légalité de la procédure proposée par le distributeur pour disposer des dépôts non réclamés, notamment en ce qui a trait à la position de Gaz Métro quant à la non-applicabilité de la *Loi sur le curateur public*⁸. En effet, l'intervenante est d'avis que cette loi s'applique au cas présent. L'UC considère également que le droit au remboursement des dépôts non réclamés ne devrait pas courir indéfiniment et inconditionnellement et que l'exercice de ce droit au remboursement devrait être limité dans le temps.

[48] Gaz Métro, pour sa part, exprime sa dissidence quant à l'emploi d'un exogène pour assurer le traitement des dépôts non réclamés. À son avis, la somme des dépôts non réclamés qu'elle propose de retourner à l'ensemble de la clientèle ne constitue pas un exogène au sens du Mécanisme. Quant à la dissidence de l'UC sur la limite de temps relative au remboursement, Gaz Métro s'en remet à la discrétion de la Régie, jugeant toutefois à-propos d'offrir cette possibilité à un client qui réclamerait son dépôt quelques années plus tard.

[49] La Régie ne juge pas opportun de se prononcer sur l'applicabilité ou non de la *Loi sur le curateur public* au traitement, par Gaz Métro, des dépôts non réclamés. En effet, la Régie est d'avis que cette question relève des tribunaux de droit commun.

⁸ L.R.Q., c. C-81.

[50] **En vertu de l'article 5 de l'Ordonnance qui prévoit que : « Dans tous les cas non prévus par la présente ordonnance expressément ou implicitement, la Régie adjugera au fur et à mesure des besoins », la Régie accepte la proposition du Groupe de travail de renverser le solde du compte en fidéicommis et d'appliquer cette réduction au revenu requis des clients à petit et moyen débits, en pourcentage des revenus de distribution. La Régie considère que le traitement retenu ne doit pas avoir d'incidence sur le gain de productivité et, en conséquence, retient également la proposition du Groupe de travail de mettre en place un exogène dans le cadre du dossier tarifaire de l'année 2011.**

[51] **Enfin, la Régie juge approprié de limiter à 36 mois la période pendant laquelle le droit au remboursement des dépôts non réclamés peut être exercé par le client.**

3.7 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

3.7.1 RÉSULTATS DU PGEÉ 2010

[52] Après cinq mois d'opération, Gaz Métro a dépensé 5 448 137 \$, soit 43 % du budget autorisé de 12 737 062 \$ du PGEÉ. Le pourcentage de réalisation du PGEÉ, en termes d'économie de gaz naturel, atteint 46 % de l'objectif annuel initial de 2010, ce qui correspond à près de $13,8 \times 10^6 \text{ m}^3$ ⁹. Le tableau suivant présente les résultats du PGEÉ obtenus au 28 février 2010.

⁹ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 1, page 10.

TABLEAU 2
Rapport de suivi du PGEÉ au 28 février 2010¹⁰

Clientèle <i>Autres activités</i>	Prévisions (12 mois)			Réel (5 mois)		
	Participants (n)	Économies (m³)	Budgets (\$)	Participants (n)	Économies (m³)	Dépenses (\$)
Résidentielle	3 359	980 844	1 447 585	2 746	873 616	963 045
CII	1 853	12 666 462	8 589 075	1 162	4 285 508	3 345 078
VGE	70	16 023 713	2 105 865	31	8 629 264	1 003 958
<i>Programmes intangibles</i>			394 537			130 175
<i>Autres activités</i>			200 000			5 881
Total	5 282	29 671 019	12 737 062	3 939	13 788 387	5 448 137
Clientèle <i>Autres activités</i>	Taux de réalisation					
	Participants		Économies		Dépenses	
Résidentielle	82 %		89 %		67 %	
CII	63 %		34 %		39 %	
VGE	44 %		54 %		48 %	
<i>Programmes intangibles</i>					33 %	
<i>Autres activités</i>					3 %	
Total	75 %		46 %		43 %	

3.7.2 OBJECTIFS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2011

[53] Pour le PGEÉ 2011, les objectifs d'économie d'énergie sont de 32,0 10⁶m³ de gaz naturel. Cet objectif correspond à une économie nette de 99,0 M\$ pour les participants sur la durée de vie utile des programmes. Afin de mettre en œuvre le PGEÉ 2011, le budget demandé s'élève à près de 12,5 M\$, dont 10,3 M\$ d'aide financière et 2,2 M\$ de dépenses d'exploitation¹¹.

¹⁰ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 2, page 1.

¹¹ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 1, page 4.

[54] La Régie constate qu'il s'agit d'une hausse de 7,7 % des objectifs et d'une baisse de 1,6 % des budgets par rapport aux montants autorisés pour 2010¹².

[55] La Régie autorise le budget proposé par le Groupe de travail pour le PGEÉ 2011.

3.7.3 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES

[56] À la suite d'une demande de renseignements de la Régie, lors du rapport annuel 2009¹³, Gaz Métro modifie la façon de calculer le test du coût total en ressources (TCTR). La méthodologie révisée est utilisée dans le cadre du présent dossier¹⁴.

[57] La Régie constate que l'ensemble du PGEÉ 2011-2013 est rentable. Cependant, l'effet combiné d'une baisse du coût du gaz naturel et de l'application de la nouvelle méthode de calcul a pour effet de réduire considérablement la rentabilité du PGEÉ en 2011. En effet, le résultat du TCTR s'élève, en 2011, à plus de 36 M\$, comparativement à 60 M\$, en 2010. De la même façon, la rentabilité calculée sur la base du test du participant (TP) passe de 134 M\$, en 2010, à 99 M\$, en 2011. La Régie est préoccupée par cette baisse de la rentabilité globale du PGEÉ et s'attend à ce que Gaz Métro considère cet élément lors de l'évaluation de ses programmes ainsi qu'au moment d'ajuster les modalités de ces derniers, dans le cadre des dossiers tarifaires à venir¹⁵.

3.7.4 RÉPARTITION ET IMPACT TARIFAIRES

[58] Gaz Métro alloue les budgets du PGEÉ à chaque catégorie et sous-catégorie tarifaire, selon la méthode approuvée par la Régie et basée sur les résultats historiques des programmes du PGEÉ pour les deux dernières années tarifaires.

¹² Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 16 : les économies d'énergie sont de 29,7 10⁶m³ et le budget autorisé est de 12,7 M\$.

¹³ Dossier R-3717-2009.

¹⁴ Pièce B-17, Gaz Métro-2, document 3, page 3.

¹⁵ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 2, page 7; décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 16; Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 1, page 4.

[59] La Régie note que l'impact tarifaire annuel du PGEE sur les tarifs de distribution 2011, excluant les frais reportés, est de 2,7 %, alors qu'il est de 2,1 % incluant les frais reportés¹⁶.

3.7.5 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

[60] **La Régie approuve les ajouts et modifications suivants apportés au PGEE :**

- l'ajout du programme *PE224-Hotte à débit variable*;
- l'ajout du projet-pilote *PE225-Aérotherme à condensation*;
- l'ajout du projet-pilote *PE226-Recommissioning*;
- la modification aux programmes *PE207-Études de faisabilité (marché affaires)*, *PE208-Encouragement à l'implantation (marché affaires)*, *PE211-Études de faisabilité (marché VGE)*, *PE218-Encouragement à l'implantation (marché VGE-industriels)* et *PE219-Encouragement à l'implantation (marché VGE-institutionnels)* afin que ces derniers incluent les projets de géothermie, d'aérothermie et de récupération de chaleur¹⁷.

[61] **La Régie autorise les paramètres des nouveaux programmes et projets-pilotes** (*PE224*, *PE225* et *PE226*) mais s'attend à ce que ceux-ci, notamment pour le taux d'opportunisme, fassent l'objet d'une évaluation prochaine.

3.7.6 ÉVALUATION DES PROGRAMMES

[62] La Régie note que Gaz Métro présentera, en même temps que son rapport annuel 2010, les résultats des rapports d'évaluation des programmes *PE103-Thermostat électronique programmable*, *PE202-Chaudière à efficacité intermédiaire* et *PE210-Chaudière à condensation*. Elle note également que Gaz Métro déposera, au même moment, de l'information relative aux effets de distorsion des programmes *PE103-Thermostat électronique programmable*, *PE111-Chaudière efficace*, *PE113-Chauffe-eau instantané*, *PE202-Chaudière à efficacité intermédiaire*,

¹⁶ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 1, pages 45 et 46.

¹⁷ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 1, pages 13 à 16.

PE210-Chaudière à condensation, PE212-Chauffe-eau à condensation et PE215-Infrarouge.

[63] **La Régie accepte le calendrier d'évaluation des programmes du PGEÉ proposé par Gaz Métro¹⁸.**

3.8 CRÉATION D'UN GROUPE DE TRAVAIL RELATIF À LA PARTICIPATION DES MFR ET DES MBM AUX PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[64] Le Groupe de travail demande à la Régie d'autoriser la création d'un groupe de travail spécifique, dont le mandat serait d'entreprendre, dès l'hiver 2011, une série de rencontres visant à identifier et décrire les principales problématiques limitant la participation des MFR et des MBM aux programmes d'efficacité énergétique de Gaz Métro. Ce mandat inclurait également l'élaboration de solutions adaptées à ces problématiques¹⁹.

[65] OC est dissidente quant à cette demande du Groupe de travail, notamment parce qu'elle juge que l'exercice serait inefficace, ce qui en ferait une proposition coûteuse²⁰.

[66] La Régie considère qu'il existe un risque de double emploi entre la proposition du Groupe de travail et une étude précédente de même nature, dont la synthèse avait été déposée dans le cadre du dossier tarifaire 2008²¹. En outre, la Régie ne croit pas que les résultats obtenus par un tel groupe de travail permettraient d'augmenter le taux de participation des MFR aux programmes d'efficacité énergétique de Gaz Métro. De plus, le coût associé à ce groupe de travail serait élevé, considérant le résultat attendu.

[67] **Par conséquent, la Régie refuse la création d'un groupe de travail spécifique à l'étude de la participation des MFR et des MBM aux programmes d'efficacité énergétique de Gaz Métro.**

¹⁸ Pièce B-17, Gaz Métro-9, document 1, pages 8 et 9.

¹⁹ Pièce B-17, Gaz Métro-2, document 3, pages 1 et 2.

²⁰ Pièce B-17, Gaz Métro-2, document 4, page 3; pièce C-6-10, pages 16 et 17.

²¹ Dossier R-3630-2007, pièce B-16, Gaz Métro-9, document 1, pages 27 à 33.

3.9 PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE

[68] Gaz Métro demande à la Régie de reconduire, jusqu'au 30 septembre 2012, le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie pour les clients des tarifs D₁, D₃ et D_M déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2011 par la décision D-2009-156.

[69] Ce programme vise à prévenir des pertes de volumes et de revenus de transport et de distribution. Gaz Métro démontre que le programme et sa gestion sont à l'avantage des clients en prévenant, notamment, des hausses tarifaires pour ceux-ci.

[70] Le programme de flexibilité tarifaire mazout et biénergie pour les clients du tarif D_M a déjà été reconduit jusqu'au 30 septembre 2011 par la décision D-2009-156. Puisque, conformément à la présente décision, le tarif D_M sera aboli au 30 septembre 2011, la Régie considère qu'il n'y a pas lieu de reconduire le programme de flexibilité tarifaire au-delà de cette date pour ce tarif. **En ce qui a trait aux clients des tarifs D₁ et D₃, la Régie reconduit, jusqu'au 30 septembre 2012, les programmes de flexibilité tarifaire mazout et biénergie.**

3.10 MODIFICATIONS AUX DISPOSITIONS TARIFAIRES ET AU TEXTE DES *CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF*

[71] Le Groupe de travail propose diverses modifications au texte des *Conditions de service et Tarif* pour notamment faire suite aux décisions D-2009-136²² et D-2010-043²³ et pour fins d'uniformisation avec la version anglaise.

[72] La Régie approuve les propositions du Groupe de travail relatives aux dispositions tarifaires, au texte des *Conditions de service et Tarif*.

[73] Par ailleurs, la Régie a pris connaissance des commentaires de Gaz Métro du 5 août 2010 relativement au texte des *Conditions de service et Tarif* approuvé dans la

²² Dossier R-3523-2003.

²³ Dossier R-3690-2009.

phase 1 du dossier par la décision D-2010-100²⁴. **Elle modifie le texte des *Conditions de service et Tarif* en conséquence.**

[74] **La Régie apporte également quelques modifications de forme au texte français des *Conditions de service et Tarif* telles qu'indiquées à l'annexe 1 de la présente décision.**

[75] Dans la décision D-2008-155 rendue dans le cadre du dossier R-3523-2003, la Régie s'exprimait comme suit en ce qui a trait à la notion de contrat présumé entre le client et Gaz Métro :

« De fait, en utilisant le service dès son occupation de l'immeuble ou du local situé à l'adresse de service, l'occupant manifeste tacitement sa volonté d'accepter l'offre de service qui lui est faite par le distributeur, par le biais de la mise à la disposition immédiate et continue du service. »

[76] Par ailleurs, dans sa décision D-2010-130, la Régie accueillait partiellement une plainte, en reconnaissant qu'aucun contrat n'était intervenu entre Gaz Métro et le plaignant pour une période antérieure à la demande de service dudit plaignant.

[77] **Compte tenu de ces deux décisions, la Régie demande à Gaz Métro, dans le cadre de son prochain dossier tarifaire, de lui faire part de sa position quant à la nécessité, ou non, qu'il y ait utilisation du service pour qu'un contrat présumé intervienne entre l'occupant d'un local et le distributeur.**

3.11 ÉTABLISSEMENT DES TARIFS

3.11.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL

[78] Les tarifs sont fixés de manière à générer un revenu requis totalisant 868,2 M\$. Ce montant correspond au revenu plafond duquel est déduite la part des clients des gains de productivité.

²⁴ Pièce B-31.

[79] La baisse des tarifs de distribution qui s'ensuit s'établit à 4,66 %. Cette baisse provient de l'effet combiné des variations des volumes de gaz naturel consommés et du revenu requis.

[80] Le tableau suivant présente le détail des calculs de l'ajustement tarifaire.

TABLEAU 3
Calcul de l'ajustement tarifaire global demandé en 2011
(000 \$)

	Distribution (D)	Inventaires (F, C)	Transport (T)	Équilibrage (É)	TOTAL
Revenu plafond	533 019	6 935	265 037	69 961	874 951
Gains de productivité (à rembourser aux clients)	(6 704)				(6 704)
Revenu requis ⁽¹⁾	526 315	6 935	265 031	69 961	868 247
Tarifs 2009-2010 ⁽²⁾	552 031	7 583	273 264	89 504	922 382
Ajustement tarifaire	(25 716)	(648)	(8 227)	(19 543)	(54 134)
Variation	-4,66 %	-8,55 %	-3,01 %	-21,84 %	-5,87 %

⁽¹⁾ Revenu requis à récupérer dans les tarifs.

⁽²⁾ Tarifs en vigueur en 2010 appliqués aux volumes projetés de 2011.

Sources : Pièce B-35, Gaz Métro-8, document 6, page 1

[81] **La Régie rendra sa décision finale sur le revenu requis et sur les ajustements tarifaires, lorsqu'elle recevra les informations demandées dans la présente décision.**

3.11.2 STRATÉGIE TARIFAIRE, INTERFINANCEMENT ET GROUPE DE TRAVAIL SUR L'ALLOCATION DES COÛTS

[82] Dans la décision D-2007-116²⁵ la Régie autorisait une hausse des frais de base pour les tarifs D₁ et D_M et une répartition de cette dernière sur une période de quatre ans à compter du 1^{er} octobre 2008. La méthode de répartition avait été approuvée par la Régie dans sa décision D-2008-140²⁶.

[83] Le troisième ajustement de 25 % est prévu à compter du 1^{er} octobre 2010. Le dernier ajustement sera présenté dans le cadre du dossier tarifaire 2012 et permettra d'atteindre la cible de correction des frais de base au 1^{er} octobre 2011.

[84] Par ailleurs, le Groupe de travail propose une stratégie tarifaire comportant des corrections aux tarifs D₁, D₄, D₅ et D_M dont notamment une correction au tarif D₁ en vue de réduire l'interfinancement dont bénéficient les clients assujettis au premier palier de ce tarif²⁷.

[85] Dans le but d'éviter l'accroissement du niveau d'interfinancement au premier palier du tarif D₁ et de ne pas nuire aux efforts visant à améliorer la rentabilité du marché résidentiel entrepris dans le cadre du dossier tarifaire 2008²⁸, le Groupe de travail propose de ne pas octroyer, au premier palier du tarif D₁, la totalité de la baisse tarifaire préconisée par la répartition tarifaire et de baisser davantage, et de façon croissante, les paliers subséquents. Cette proposition fait l'objet de deux dissidences au sein de Groupe de travail.

[86] En relation avec les discussions portant sur l'interfinancement du tarif D₁, l'étude de coûts associés à l'activité GNL-GNV²⁹ (D-2010-057) et autres enjeux, le Groupe de travail demande à la Régie d'autoriser la tenue de réunions techniques dont le but serait de permettre à Gaz Métro de faire une démonstration quantitative de la méthode d'allocation du coût de service. Ces rencontres pourront également contribuer à valider la description des méthodes relatives au calcul des facteurs d'allocation. Le Groupe de travail suggère que deux journées de travail pourraient être suffisantes à cette activité.

²⁵ Dossier R-3630-2007.

²⁶ Dossier R-3662-2008 Phase 2.

²⁷ Pièce B-35, Gaz Métro-13, document 1

²⁸ Dossier R-3630-2007, Gaz Métro 2, document 7.

²⁹ Gaz naturel liquéfié et gaz naturel pour véhicule (GNL-GNV).

[87] TCE exprime sa dissidence à l'égard de la correction de l'interfinancement du tarif D_1 estimant qu'il est nécessaire de procéder aux réunions techniques sur la méthode d'allocation du coût de service de Gaz Métro avant toute correction tarifaire. Selon l'intervenante, la correction de l'interfinancement du tarif D_1 est prématurée tant qu'une démonstration quantitative de la méthode menant à la répartition tarifaire n'aura pas été faite par le distributeur pour le bénéfice du Groupe de travail.

[88] L'UC exprime elle aussi une dissidence relativement à la correction de l'interfinancement du tarif D_1 estimant que le Groupe de travail n'avait pas le mandat d'aborder ce sujet, celui-ci n'ayant pas fait l'objet d'une référence explicite de la part de la Régie dans sa décision procédurale D-2010-045. Aussi, l'intervenante estime que la correction proposée contrevient au Mécanisme, privant une partie de la clientèle des gains de productivité qui devraient lui revenir.

[89] La Régie partage la préoccupation du Groupe de travail en ce a trait au niveau de l'interfinancement entre les tarifs, dont notamment l'augmentation du niveau de l'interfinancement du premier palier du tarif D_1 .

[90] En conséquence, la Régie autorise la tenue de réunions techniques visant à permettre à Gaz Métro de faire une démonstration quantitative de la méthode d'allocation du coût de service. Elle juge que les intervenants reconnus au présent dossier et le personnel technique de la Régie devront y participer.

[91] De plus, la Régie considère que le groupe de travail devra aussi examiner les liens entre les résultats de l'étude de répartition des coûts et les structures tarifaires existantes pour les tarifs de distribution. Elle demande au distributeur de lui fournir, lors du prochain dossier tarifaire, un rapport faisant état des discussions qui auront cours lors de ces rencontres et, le cas échéant, des pistes d'améliorations qui pourraient être apportées aux structures tarifaires.

[92] En ce qui a trait la stratégie tarifaire présentée par le Groupe de travail, la Régie accepte la proposition, à l'exception de la correction de l'interfinancement du premier palier du tarif D_1 . La Régie considère que dans la mesure où le tarif D_1 fait déjà l'objet de corrections de sa structure tarifaire par un troisième ajustement consécutif de 25 % de ses frais de base à la suite des modifications approuvées au dossier R-3630-2007, il n'y a pas lieu d'apporter une correction supplémentaire.

3.11.3 INCLUSION DES CRITÈRES DE DÉCISIONS MENANT À LA DÉTERMINATION DES TARIFS D₃ ET D₄

[93] Dans le cadre de sa dissidence déposée avec le rapport du Groupe de travail, TCE souligne que, lors de son dépôt, le dossier tarifaire ne donnait aucune base de comparaison pour évaluer l'écart entre le tarif proposé et celui qui respecterait les courbes tarifaires « *logiques* » ou « *théoriques* » et les points de croisement associés à ces tarifs.

[94] Cette situation a donc donné lieu à la demande de renseignements n° 1 de TCE au Groupe de travail. Les informations demandées ont été fournies, ce qui a permis de compléter le dossier³⁰.

[95] TCE prend note de la position des membres non-dissidents du Groupe de travail lors de l'audience du 8 septembre 2010 selon laquelle ces informations ne seraient pas nécessaires au dossier tarifaire. TCE soulève qu'il n'y a eu aucune problématique particulière à produire ces renseignements au présent dossier et que ceux-ci permettent d'évaluer à son plein mérite la proposition du distributeur, en fonction des critères soumis par ce dernier.

[96] La Régie juge que les informations demandées par TCE sont pertinentes à la compréhension de la détermination de la stratégie tarifaire. **La Régie demande au Groupe de travail d'inclure, lors des prochains dossiers tarifaires, les informations demandées par TCE dans sa demande de renseignements n° 1 au présent dossier.**

3.12 CONCLUSION SUR LE RAPPORT DU GROUPE DE TRAVAIL

[97] **La Régie approuve, pour l'année tarifaire 2011, la proposition du Groupe de travail concernant l'application du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé dans sa décision D-2007-47³¹, sous réserve des modifications à apporter conformément à la présente décision.**

[98] **La Régie demande au distributeur de réviser et de déposer, au plus tard le 19 novembre 2010 à 12 h, après consultation du Groupe de travail, l'ensemble des**

³⁰ Pièce B-21, Gaz Métro-13 document 1.1.

³¹ Dossier R-3599-2006.

pièces nécessaires à l'établissement des tarifs de l'année 2011, en y appliquant les modifications contenues à la présente décision.

[99] Compte tenu que la date de la présente décision est postérieure au 1^{er} octobre 2010 et que les tarifs en vigueur ont été déclarés provisoires par la décision D-2010-133, la Régie autorise Gaz Métro à porter à un compte de frais reportés le trop-perçu résultant du report de l'application des nouveaux tarifs.

4. SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE

4.1 PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER — HORIZON 2011-2013

4.1.1 RÔLE ET RESPONSABILITÉ DE LA RÉGIE

[100] Tel que requis par le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*³² (le Règlement sur le plan), Gaz Métro dépose son plan d'approvisionnement gazier pour approbation conformément à l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*³³ (la Loi). Ce plan présente la prévision triennale de la demande de gaz naturel, ainsi que les outils d'approvisionnement requis pour satisfaire cette demande.

[101] En audience, le distributeur fait état de son interprétation des rôles et responsabilités de Gaz Métro et de la Régie à l'égard du plan d'approvisionnement. Son argumentation repose sur les articles 31 et 72 de la Loi, ainsi que sur le Règlement sur le plan.

[102] Le distributeur soutient qu'il a la responsabilité de préparer annuellement le plan d'approvisionnement et, qu'en contrepartie, la Loi donne à la Régie compétence exclusive pour s'assurer que les approvisionnements prévus sont suffisants pour répondre à la demande des consommateurs.

[103] Dans le cadre d'un dossier tarifaire, la Régie doit ultimement approuver le revenu requis du distributeur incluant la fourniture, la compression, le transport, l'équilibrage, la distribution ainsi que les tarifs applicables à chaque catégorie tarifaire du distributeur.

³² (2001) 133 G.O. II, 6037.

³³ L.R.Q., c. R-6.01.

De plus, la Régie autorise un taux de rendement auquel peut s'ajouter la bonification découlant de l'application du Mécanisme. En fin d'année, cette bonification sera fonction des résultats qui tiendront compte de l'utilisation des différents outils d'approvisionnement en cours d'année, par rapport à ce qui avait été prévu au plan d'approvisionnement présenté au dossier tarifaire. L'approbation par la Régie du plan d'approvisionnement a donc des impacts directs sur les résultats du distributeur et sur les tarifs.

[104] Pour l'ensemble de ces considérations, la Régie doit s'assurer que le plan d'approvisionnement est optimal et qu'il conduit à l'établissement de tarifs justes et raisonnables pour les consommateurs et que son impact sur le rendement de l'actionnaire est tout aussi raisonnable. En conséquence, l'approbation du plan d'approvisionnement doit s'effectuer non seulement en s'assurant que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants, mais également en considérant son impact sur la fixation des tarifs et sur les principes qui la sous-tendent.

4.1.2 DEMANDE DE GAZ NATUREL

[105] Les livraisons globales, avant interruptions, pour les années 2011 à 2013 sont présentées au tableau suivant.

TABLEAU 4
Livraisons globales de gaz naturel 2011–2013
(avant interruptions)
(millions de m³)

	2011	2012	2013
Service continu	4 100,1	4 103,6	4 057,7
Service interruptible	987,7	991,4	1 007,7
Total	5 087,8	5 095,0	5 065,4*

Source : Pièce B-22, Gaz Métro-4, document 1, page 44

* Pièce B-22, Gaz Métro-4, document 1, page 44, corrigée par la Régie.

4.1.3 CONTEXTE ET STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

[106] Selon le distributeur, l'objectif premier du plan d'approvisionnement est de procurer aux clients un approvisionnement sécuritaire, tout en s'assurant que le coût d'utilisation du gaz naturel soit le plus bas possible et concurrentiel avec celui des autres sources d'énergie. Spécifiquement, le distributeur contracte les outils nécessaires afin de rencontrer la demande continue des clients en journée de pointe, la demande saisonnière des clients en service continu et, dans la mesure du possible, celle des clients en service interruptible. Ces approvisionnements doivent être suffisamment flexibles pour faire face aux fluctuations dues au climat et à l'activité économique.

[107] Le distributeur vise à minimiser les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils. Sa stratégie favorise le recours à un portefeuille échelonné dans le temps et diversifié géographiquement.

[108] Concomitamment à l'augmentation des tarifs de TransCanada Pipelines Limited (TCPL), le différentiel de lieu à Dawn a baissé de façon importante. Le présent contexte amène Gaz Métro à envisager, pour les prochaines années, des modifications à sa structure d'approvisionnement.

Fourniture de gaz naturel

[109] La stratégie d'approvisionnement du distributeur varie en fonction du point d'acquisition. Gaz Métro sélectionne les fournisseurs en Alberta au point d'acquisition AECO en procédant par appels d'offres et limite ses contrats d'achat à des périodes de 12 mois.

[110] Le distributeur privilégie également des contrats à court terme à Dawn en Ontario afin d'optimiser l'appariement des achats avec la demande et de moduler le tout en fonction de la variation de cette demande, et ce, tant sur une base mensuelle, annuelle que pluriannuelle.

[111] De façon générale, Gaz Métro planifie, pour 2011, contracter entre 40 % et 50 % de ses besoins avant le début de l'année gazière et satisfaire au moins 50 % de ses besoins par des achats sur le marché *spot*, afin d'être en mesure de réagir aux variations de la demande ainsi qu'aux aléas de la température.

Transport

[112] Dans sa décision D-2009-156, la Régie demandait à Gaz Métro de présenter, lors du présent dossier tarifaire, une analyse de rentabilité en matière de renouvellement des contrats de transport *Firm Transmission Short Haul* (FTSH) et *Firm Transmission Long Haul* (FTLH).

[113] Gaz Métro poursuit son objectif de réduire ses coûts de transport en diminuant la capacité longue distance entre l'Alberta et sa franchise et en y jumelant des achats à Dawn. Le gaz naturel acheté à Dawn est transporté en vertu d'un contrat de courte distance dont les coûts sont moindres. Gaz Métro est d'avis que le processus de non-renouvellement auprès de TCPL débuté en 2009 se poursuivra. Au cours des deux dernières années, Gaz Métro a décontracté un total de $3\,931\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Une partie de cette capacité de transport a cependant été remplacée par des contrats sur le marché secondaire et par des capacités de transport détenues directement par ses clients.

[114] **La Régie prend acte du suivi déposé par Gaz Métro.**

Équilibrage

[115] Le portefeuille d'outils d'équilibrage de Gaz Métro est constitué de trois sites d'entreposage souterrain³⁴ et de l'usine de GNL dont elle est propriétaire.

4.1.4 PLANIFICATION ANNUELLE 2011

4.1.4.1 Détermination de la journée de pointe pour l'année tarifaire 2011

[116] Pour l'année 2011, Gaz Métro établit à $27\,628\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ la demande de la journée de pointe. Le distributeur estime à $28\,802\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ les outils d'approvisionnement requis pour répondre à l'hiver extrême.

[117] **La Régie considère que ces valeurs ont été dérivées conformément à la méthodologie acceptée dans la décision D-2009-156.**

³⁴ Les sites d'entreposage souterrain sont : Dawn (Union Gas), Pointe-du-Lac et Saint-Flavien (Intragaz).

[118] Cependant, pour des fins de référence et de comparaison avec l'année précédente, la Régie demande au distributeur de présenter, à chaque dossier tarifaire, la prévision de la journée de pointe en utilisant 39 DJ³⁵ et des conditions moyennes de vent à cette température.

4.1.4.2 Revenus d'optimisation

[119] Les revenus d'optimisation découlent des transactions opérationnelles et des transactions financières touchant les outils d'approvisionnement. Le distributeur distingue, parmi les transactions opérationnelles, les reventes de transport *a priori*, qui sont normalement effectuées avant que l'année ne débute, et les reventes de transport FTLH, réalisées en cours d'année.

TRANSACTIONS OPÉRATIONNELLES

Revente de transport FTSH a priori

[120] Le distributeur propose une formule pour établir l'hypothèse sur le prix de revente du transport FTSH *a priori*.

[121] La proposition de Gaz Métro est de prendre la valeur minimale parmi les quatre variables suivantes :

- la moyenne des « futures » des hivers 2009, 2010 et 2011;
- la moyenne du « différentiel » Iroquois-Dawn pour les hivers 2008, 2009 et 2010;
- la moyenne des prix moyens de reventes de transport FTSH par Gaz Métro pour les hivers 2008, 2009 et 2010;
- le tarif de TCPL.

[122] La formule génère une hypothèse de prix de revente du transport FTSH de 0,985 cent/m³, soit environ 55 % du tarif moyen de TCPL à 100 % de coefficient d'utilisation (CU).

³⁵ Degrés-jours.

[123] Gaz Métro justifie la modification proposée par le fait qu'une quantité importante de transport FTSH était à vendre sur le marché secondaire.

[124] Depuis le dossier tarifaire 2008, l'hypothèse de prix de revente est établie en fonction du tarif de TCPL à 100 % de CU.

[125] La Régie note que le plan d'approvisionnement présenté par Gaz Métro est fondé sur un contexte où l'approvisionnement à Dawn est plus avantageux qu'à Empress et qu'il n'y a pas de transport FTSH disponible à long terme.

[126] La Régie constate que le transport fourni par les clients de Gaz Métro est passé de $557 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ à $1\,593 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ au cours de la dernière année. La Régie rappelle qu'un client qui veut s'approvisionner ailleurs qu'à Empress doit fournir son propre transport.

[127] La Régie constate également que les valeurs des « futures », présentées par Gaz Métro pour l'année tarifaire 2011, sont presque égales au tarif de TCPL à 100 % de CU.

[128] La Régie conclut que, dans le contexte actuel, la proposition de Gaz Métro génère un résultat qui ne reflète pas la valeur du transport FTSH pour l'année tarifaire 2011.

[129] La Régie, pour ces motifs, rejette la proposition de Gaz Métro et maintient l'approche utilisée depuis quelques années. Elle demande au distributeur de fixer le prix de revente du transport FTSH en fonction du tarif de TCPL à 100 % de CU.

Revente en cours d'année du transport excédentaire FTLH

[130] Gaz Métro prévoit des ventes en cours d'année de transport FTLH inutilisé de $20,2 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ à un prix moyen de $2,154 \text{ } \$/\text{m}^3$, ce qui correspond à un montant total de 0,4 M\$. Les prix de revente ont été projetés en appliquant la méthode retenue dans la décision D-2009-156. Ainsi, les prix de revente seraient de $2,122 \text{ } \$/\text{m}^3$ pour le mois d'octobre 2010 et de $2,349 \text{ } \$/\text{m}^3$ pour la période d'avril à septembre 2011.

[131] La Régie accepte les prix de revente qui résultent de l'application de la formule, tel que proposé par Gaz Métro.

TRANSACTIONS FINANCIÈRES

[132] Les modifications au Mécanisme approuvées en 2007 comportaient les dispositions suivantes relatives aux revenus des transactions financières :

- les transactions financières seront prévues à un prix qu'il est vraisemblable d'obtenir;
- si les revenus réels des transactions financières sont moindres que ceux prévus, les clients assumeront la différence.

[133] La deuxième disposition constitue une garantie de revenus globaux des transactions financières pour Gaz Métro et payable par les clients.

[134] Gaz Métro propose, comme hypothèse de niveau de revenus d'optimisation, les montants suivants pour un total de 4,5 M\$:

- l'extraction de liquides : 0 M\$;
- les échanges : 2,0 M\$;
- le prêt d'espace : 1,0 M\$;
- les transactions — STS-RAM³⁶ : 1,5 M\$.

[135] Gaz Métro reprend l'approche qu'elle a présentée au cours des récents dossiers tarifaires, soit celle d'établir la projection de revenus à 60 % de la moyenne des revenus réalisés au cours des trois dernières années, sauf en ce qui concerne les revenus DOS-MN³⁷. En effet, Gaz Métro, plutôt que de retenir l'approche des revenus historiques, fait l'hypothèse que ces revenus seront nuls, puisque TCPL a indiqué qu'elle mettrait fin au programme. Il est à noter que les revenus d'extraction ne font plus partie des revenus des transactions financières.

[136] L'ACIG propose d'utiliser 80 % des revenus historiques. Son analyse est basée sur l'analyse de la période 2007-2008 à 2009-2010. L'ACIG constate que les résultats ont excédé les prévisions à chaque année par plus de 150 %, et ce, même en excluant les revenus d'extraction et les revenus du DOS-MN. Si on applique l'approche de l'ACIG pour 2010-2011, on obtient une prévision de 6,0 M\$.

³⁶ Storage Transportation Service-Risk Alleviation Mechanisms (STS-RAM).

³⁷ Dawn Overrun Service-Must Nominate (DOS-MN).

[137] La Régie constatait dans sa dernière décision qu'au cours des dernières années, l'écart entre les revenus réalisés et les revenus projetés s'était accru de façon régulière et importante et retenait une hypothèse de 6,5 M\$, dont 0,6 M\$ était attribuable aux revenus d'extraction qui ne font maintenant plus partie des revenus d'optimisation³⁸.

[138] La Régie constate également que depuis 2004 les revenus des transactions financières n'ont jamais diminué d'une année à l'autre.

[139] La Régie, compte tenu des règles prévues au Mécanisme, doit s'assurer de la vraisemblance de la prévision.

[140] **En conséquence, la Régie retient comme estimation vraisemblable des revenus de transactions financières une prévision de 5,9 M\$.** La Régie demande au distributeur de modifier le plan d'approvisionnement pour tenir compte de la présente décision.

4.1.5 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2013

[141] La Régie note que le portefeuille d'approvisionnement rencontre les besoins annuels, saisonniers et de pointe de la clientèle.

[142] En ce qui a trait à la fourniture du gaz naturel, le RNCREQ s'intéresse à la part des achats *spots* par rapport à l'approvisionnement global. Il s'inquiète du fait que l'approvisionnement *spot* pourrait être plus coûteux et pourrait inciter la clientèle à changer de source d'énergie pour une source plus polluante. Au cours du dossier, il est apparu que la part des achats *spots* était influencée, entre autres, par les migrations possibles de la clientèle en achat direct. Le RNCREQ précise sa position et, en argumentation, il indique qu'il se préoccupe de l'impact du comportement de la clientèle en achat direct sur les coûts encourus par les autres clients. Il demande, à cet effet, que Gaz Métro présente un relevé des frais encourus résultant du comportement des clients en achat direct dont, entre autres, le coût de la fourniture.

[143] Gaz Métro explique en audience que les prix des achats *spots* ne sont pas nécessairement plus volatils que les prix des achats contractés d'avance. De fait, les prix des achats contractés d'avance sont établis selon un indice AECO plus une prime; l'indice

³⁸ Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, pages 34 et 35.

AECO peut être mensuel ou quotidien. L'indice quotidien par exemple est composé de tous les achats *spots* qui ont été réalisés au cours de la journée.

[144] Gaz Métro explique également que la nécessité d'avoir des achats *spots* découle des divers facteurs d'incertitude touchant la demande, soit la température, les fluctuations des achats directs, etc.

[145] Gaz Métro considère qu'il n'y a pas de lien entre les achats *spots* et la migration des clients vers une autre source d'énergie.

[146] La Régie retient les arguments de Gaz Métro selon lesquels il n'y a pas de lien entre les achats *spots* et la migration des clients vers d'autres sources d'énergie. La Régie ne retient donc pas la demande du RNCREQ.

4.1.5.1 Capacité de transport C1

[147] Gaz Métro a donné un avis de deux ans pour le non-renouvellement d'une tranche de $411\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de transport C1. Cette tranche correspond exactement à la capacité d'injection associée à la baisse de $54\ 782\ 10^3\text{m}^3$ de la capacité d'entreposage à Dawn.

[148] Gaz Métro a également signé un contrat d'échange prévoyant, pour l'été, des livraisons directement à Dawn. Ce contrat se substitue de fait à de la capacité de transport FTLH. De plus, un contrat d'échange entre Parkway et Dawn n'a pas été renouvelé.

[149] Lorsque l'avis de non-renouvellement d'une tranche de $411\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ aura pris effet, le distributeur disposera d'une capacité de $4\ 074\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

[150] Le distributeur présente deux méthodes pour évaluer ses besoins en transport C1. Une première méthode donne une capacité requise de $3\ 478\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$. La seconde méthode est basée sur les besoins constatés au cours de l'année 2008-2009 et indique que les besoins ont alors dépassé la capacité de $4\ 074\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ à 20 reprises.

[151] Gaz Métro cite la décision D-2008-140 qui autoriserait le distributeur à détenir une capacité de transport C1 égale à 1,295 fois la capacité d'injection chez Union Gas pour justifier de conserver une capacité de $4\ 070\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

[152] La Régie rappelle que le facteur de 1,295 fois avait été retenu pour le dossier tarifaire 2010 et qu'il ne peut être invoqué pour justifier quelque capacité que ce soit à l'occasion du présent dossier ou de dossiers ultérieurs.

[153] La Régie constate que la seconde méthode présentée pour évaluer les besoins est basée sur l'historique 2008-2009. Cette méthode ne pouvait évidemment pas prendre en compte le contrat d'échange de $1\,004\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ signé cette année qui prévoit des livraisons directement à Dawn de mai à octobre à chaque année.

[154] Il a été établi, en audience, que ce contrat d'échange diminue d'autant les besoins de transport C1. Par conséquent, les besoins indiqués par la seconde méthode devraient diminuer de $1\,004\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de sorte que les deux méthodes convergent vers un besoin de $3\,480\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

[155] Pour ces motifs, la Régie demande à Gaz Métro d'ajuster, dès que possible, sa capacité de transport C1 en fonction des besoins réévalués à la suite de la conclusion du contrat d'échange.

4.1.5.2 Capacité de transport M12

[156] Gaz Métro invoque la variabilité du taux de gaz de compression pour justifier des contrats de $7\,575\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de capacité de transport M12, alors que le besoin s'établit à $7\,485\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Le gaz de compression représente $65\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et la provision demandée est de $90\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

[157] Il a été établi en audience que la variation des taux de gaz de compression au cours des dernières années avait été de l'ordre de 10 %.

[158] Pour ce motif, la Régie demande à Gaz Métro de diminuer, dès que possible, la capacité de transport M12 en conséquence.

4.1.5.3 Règles pour la clientèle en achat direct et modifications tarifaires

[159] Les règles actuelles établies au texte des *Conditions de service et Tarif* touchant l'achat direct obligent cette clientèle à s'approvisionner à Empress. Dans le contexte actuel où l'approvisionnement à Dawn est moins coûteux, la modification de ces règles

pourrait être souhaitable. Toutefois, elle entraînerait une remise en question de la totalité des principes tarifaires et administratifs mis en place lors du dégroupement des tarifs. De l'avis du distributeur, la mise en place d'un nouvel ensemble de règles pourrait demander jusqu'à trois ans.

[160] Gaz Métro confirme, en audience, qu'elle considère ce projet prioritaire.

[161] **La Régie demande au distributeur d'examiner la possibilité d'inclure au texte des *Conditions de service et Tarif* plus d'un point de livraison pour les clients désirant fournir leur propre gaz naturel. Lorsque le distributeur sera suffisamment avancé dans sa réflexion, la Régie lui demande de présenter le résultat en groupe de travail. Ce groupe devra être composé des représentants des consommateurs et du personnel technique de la Régie. De plus, le distributeur devra présenter, lors du prochain dossier tarifaire, un rapport d'avancement de ce projet.**

4.1.5.4 Renouvellement d'une capacité d'entreposage auprès de Union Gas

[162] Conformément à la décision D-2009-156, Gaz Métro dépose une étude portant sur le renouvellement des capacités de stockage auprès de Union Gas. La Régie prend acte de ce suivi.

[163] La Régie prend également acte du non-renouvellement d'une capacité d'entreposage de $54,8 \times 10^6 \text{ m}^3$ auprès de Union Gas.

[164] La Régie constate que des capacités de stockage totalisant $310,7 \times 10^6 \text{ m}^3$ viendront à échéance au 31 mars 2011. Ces contrats représentent 66 % de la capacité totale de stockage détenue chez Union Gas par le distributeur.

[165] Le distributeur indique que le besoin de flexibilité opérationnelle l'amène à maintenir, dans sa planification, ses capacités d'entreposage chez Union Gas³⁹.

[166] La Régie considère que l'ampleur des capacités d'entreposage requises pour les besoins de flexibilité opérationnelle est importante et demeure un sujet à approfondir. **Dans cette perspective, la Régie est favorable à l'étalement des dates de**

³⁹ Pièce B-4, Gaz Métro-4, document 1, pages 65 et 66.

renouvellement, mais elle demande au distributeur de considérer la première date d'échéance en 2013.

[167] La Régie s'attend à ce que la quantité et les modalités d'entreposage fassent l'objet d'une justification complète lors du prochain dossier tarifaire.

4.1.5.5 Clause des 10 jours supplémentaires d'interruption

[168] Dans la décision D-2009-156, la Régie demandait à Gaz Métro de présenter, lors du présent dossier tarifaire, une réflexion sur les 10 jours d'interruption supplémentaires affichés au *texte des Tarifs*, en incluant notamment :

- l'historique de cette règle et les objectifs poursuivis par celle-ci;
- l'inventaire des cas où la règle a été appliquée par le passé avec les sommes en cause;
- les orientations proposées pour l'avenir.

[169] En réponse à cette demande, Gaz Métro dépose une réflexion sur la clause des 10 jours d'interruption supplémentaires au tarif D₅ et la détermination des outils d'approvisionnement requis. Le distributeur conclut qu'il n'y a pas lieu de considérer cette clause dans son évaluation des besoins d'approvisionnement pour l'hiver extrême et propose son maintien au texte des *Conditions de service et Tarif*.

[170] Gaz Métro explique que les 10 jours supplémentaires d'interruption font partie des mesures exceptionnelles et ne sont pas envisagés de prime abord dans la gestion des approvisionnements. Le distributeur décrit une série d'actions qu'il enclencherait avant de faire appel aux 10 jours supplémentaires d'interruption et avant l'effritement de ses outils d'approvisionnement en franchise⁴⁰.

[171] Gaz Métro indique ne s'être jamais prévalu de la clause des 10 jours supplémentaires d'interruption depuis que celle-ci a été intégrée au texte des Tarifs.

[172] Le distributeur présente les nombres de jours d'interruption requis lors d'un hiver normal et lors d'un hiver extrême avec et sans la clause des 10 jours supplémentaires d'interruption pour chaque palier du tarif D₅, volets A et B. Ces résultats sont obtenus à

⁴⁰ Pièce B-7, Gaz Métro-4, document 15, page 10.

partir de simulations réalisées en utilisant la demande prévue au dossier tarifaire. Il présente également les prix d'équilibrage des paliers du tarif D₅ pour chaque scénario⁴¹.

[173] Le distributeur présente les nombres de jours d'interruption prévus pour un hiver normal au dossier tarifaire, les nombres de jours d'interruption maximums indiqués au texte des *Conditions de service et Tarif* et les nombres de jours d'interruption réels, et ce, pour les volets A et B de chaque palier du tarif D₅ depuis 1997-1998⁴².

[174] L'examen des données présentées par le distributeur montre que, depuis 1997-1998, les nombres de jours d'interruption prévus aux dossiers tarifaires sont, à quelques exceptions près, systématiquement inférieurs aux nombres maximums indiqués au texte des Tarifs. Pour l'année tarifaire 2010-2011, les nombres de jours d'interruption prévus pour répondre à une situation d'hiver extrême sont également inférieurs aux maximums indiqués au texte des *Conditions de service et Tarif*. Gaz Métro explique cette situation par le fait que la simulation de l'hiver extrême est un exercice réalisé en mode statique qui ne tient pas compte des contraintes opérationnelles avec lesquelles le distributeur doit composer dans la réalité. Le distributeur indique que les nombres maximums de jours d'interruption indiqués au texte des *Conditions de service et Tarif* sont établis en tenant compte de ces contraintes, en plus d'intégrer une marge afin de faire face à une variation importante de la demande continue et interruptible⁴³.

[175] L'ajout des 10 jours supplémentaires d'interruption dans la détermination des outils d'approvisionnement aurait pour effet de réduire les coûts d'approvisionnement de 1,6 M\$ au total. La diminution des coûts d'équilibrage incluse dans cette somme est de 175 000 \$⁴⁴.

[176] De plus, les prix d'équilibrage pour les clients au tarif D₅ sont établis en utilisant les nombres maximums de jours d'interruption prévus au texte des *Conditions de service et Tarif*. Gaz Métro indique que ces maximums devraient être augmentés si la clause des 10 jours supplémentaires d'interruption était intégrée dans la planification de ses approvisionnements. Ainsi, l'ajout de cette clause a pour effet de diminuer le prix d'équilibrage (augmentation du crédit) pour les clients au tarif D₅. Par contre, pour l'ensemble des autres clients, à l'exception des clients au tarif D₃, l'intégration des

⁴¹ Pièce B-7, Gaz Métro-4, document 15, page 8.

⁴² Pièce B-22, Gaz Métro-4, document 15.6, pages 14 et 15; pièce B-33, Gaz Métro-4, document 15.7, pages 1 et 2

⁴³ Pièce B-22, Gaz Métro-4, document 15.1, page 4.

⁴⁴ Pièce B-7, Gaz Métro-4, document 15, page 6.

10 jours supplémentaires d'interruption dans la planification des approvisionnements se traduit par une augmentation de leur tarif d'équilibrage⁴⁵.

[177] En réponse à des demandes de renseignements de la FCEI, Gaz Métro présente l'impact d'une réduction des nombres de jours d'interruption maximums prévus au texte des Tarifs sur les tarifs d'équilibrage de chaque catégorie tarifaire⁴⁶. Les résultats de ces simulations montrent que toutes les catégories tarifaires en service continu voient leur tarif d'équilibrage augmenter lorsque les nombres de jours d'interruption augmentent.

[178] La FCEI soutient que, dans un contexte d'optimisation, le recours à des interruptions devrait permettre des économies bénéficiant à l'ensemble de la clientèle. L'intervenante constate qu'au contraire, l'augmentation des interruptions fait augmenter le tarif d'équilibrage payé par les clients non interruptibles. La FCEI reconnaît que la solution à ce problème est complexe et recommande la création d'un groupe de travail dont le mandat serait d'analyser cette question et, au besoin, définir une méthode d'établissement du taux d'équilibrage qui produise des résultats équitables pour tous les clients.

[179] En plaidoirie, Gaz Métro précise que:

« Si la Régie le souhaite, la question du nombre de jours additionnels d'interruption pourrait être examinée dans le cadre d'une rencontre technique, avant la tenue des audiences tarifaires. Et lors de laquelle il pourra également être question des impacts tarifaires d'une telle modification dans la planification des approvisionnements gaziers, notamment sur le tarif d'équilibrage⁴⁷. »

[180] La Régie reconnaît que la preuve soumise au présent dossier soulève des questions qui vont au-delà de la clause des 10 jours supplémentaires d'interruption et de son intégration dans la planification des approvisionnements.

[181] La Régie demande à Gaz Métro de maintenir, pour l'année tarifaire 2011, le statut actuel des 10 jours supplémentaires d'interruption au texte des *Conditions de service et Tarif*, tant que la question de l'établissement du nombre de jours d'interruption et du tarif d'équilibrage n'aura pas été abordée.

⁴⁵ Pièce B-7, Gaz Métro-4, document 15, page 12.

⁴⁶ Pièce B-22, Gaz Métro-4, document 15.6, pages 4 à 13.

⁴⁷ Pièce A-27-6, pages 68 et 69.

[182] Elle demande également au distributeur de former un groupe de travail pour examiner la question du nombre de jours d'interruption et des principes d'établissement du tarif d'équilibrage pour la clientèle interruptible. Notamment, Gaz Métro devra aborder les éléments suivants :

- la fixation du nombre de jours supplémentaires d'interruption du texte des *Conditions de service et Tarif*, de l'hiver extrême et de l'hiver normal;
- la méthode de répartition des coûts d'équilibrage et facteurs inducteurs pertinents;
- les paramètres utilisés pour la fixation des tarifs;
- la nécessité de retenir les 10 jours supplémentaires d'interruption au texte des *Conditions de service et Tarif*.

[183] Par ailleurs, en réponse aux demandes de renseignements de la Régie, il a été démontré que Gaz Métro applique un tarif d'équilibrage pour les clients du gaz d'appoint concurrence (GAC) qui n'a pas été mis à jour depuis 2003. **La Régie demande que le groupe de travail examine aussi cette question. Au terme de ces rencontres, Gaz Métro devra formuler des propositions sur ces questions dans le cadre du prochain dossier tarifaire.**

4.2 ÉTABLISSEMENT DES COÛTS ASSOCIÉS À L'ACTIVITÉ DE VENTE DE GNL

4.2.1 DEMANDE ET MODÈLE PROPOSÉ

[184] Le 31 mars 2010, Gaz Métro fait une demande à la Régie afin d'obtenir l'approbation d'une méthode de calcul des coûts facturés à un tiers, pour l'utilisation de son usine de GNL (l'usine LSR) dans le cadre de l'activité de vente de GNL⁴⁸.

[185] Gaz Métro souhaite utiliser son usine LSR afin de liquéfier du gaz naturel, l'emmagasiner et le vendre à un tiers non réglementé (le client GNL).

⁴⁸ Dossier R-3727-2010.

[186] Dans la décision D-2010-057⁴⁹, en se basant notamment sur l'ordonnance G-339-1983, la Régie juge qu'elle n'a pas juridiction sur l'activité de vente de GNL.

[187] Elle mentionne cependant que :

*« La vente de GNL étant une activité non réglementée, la Régie ne peut fixer de tarif pour cette activité **et le client GNL ne peut être assujéti à un tarif.** Toutefois, la vente de GNL par Gaz Métro à sa filiale devra se faire sans interfinancement de la part ou envers les clients des services réglementés. »*

[188] Plus spécifiquement, la Régie écrit qu'elle :

« [...] considère que le dossier tarifaire et le dossier d'examen du rapport annuel constituent le cadre approprié pour exercer son pouvoir de surveillance et de tarification des activités réglementées.

Ainsi, dans le dossier tarifaire, Gaz Métro devra déposer sa prévision de vente de GNL pour l'année témoin projetée et établir une prévision de coûts pour cette activité qui devra être déduite de son revenu requis. Ces coûts devraient notamment comprendre :

- les coûts de fourniture, transport, gaz de compression et équilibrage;*
- le coût d'utilisation du réseau de distribution pour amener le gaz à l'usine LSR;*
- le coût d'utilisation de l'usine LSR;*
- le coût relié à l'utilisation du site pour les installations de transfert de GNL;*
- les taxes et contributions applicables, le cas échéant;*
- tout autre coût que l'activité de vente de GNL pourrait générer par l'utilisation d'actifs réglementés.*

De plus, Gaz Métro devra expliquer comment les activités de vente de GNL affecteront son plan d'approvisionnement, détailler les actions qu'elle devra mettre en œuvre pour maintenir la fiabilité d'approvisionnement de sa clientèle régulière lors des journées de pointe et de l'hiver extrême et établir une prévision

⁴⁹ Dossier R-3727-2010.

de coûts pour ces actions. Ces coûts devront également être déduits du revenu requis.

Lors du dossier d'examen du rapport annuel, Gaz Métro devra produire un rapport détaillant les volumes et coûts réels reliés à la vente de GNL et traiter des écarts. »

[189] En suivi de la décision, Gaz Métro propose un modèle commercial à deux niveaux. Dans un premier temps, le distributeur vend, dans un contexte règlementé, du gaz naturel sous forme gazeuse à un client GNL qui, dans un second temps, liquéfie ce gaz et le vend sous forme liquide dans le cadre d'une activité non règlementée. Ainsi, selon ce modèle, Gaz Métro ne vend pas de GNL.

[190] Le distributeur soutient que :

« [...] la vente de GNL est une activité non réglementée en aval du gaz naturel livré par canalisation, et que le client final de cette vente ne peut donc pas être assujéti aux services offerts par Gaz Métro. En ce qui concerne l'utilisation du réseau en amont de l'usine, l'opinion de la Régie, exprimée à la section 25 de la D-2010-057, précise que "... le gaz naturel livré ou destiné à être livré par canalisation est soumis à la juridiction de la Régie, tel qu'il appert de l'article 1 de la Loi”⁵⁰. »

[191] Gaz Métro ajoute que le client GNL aurait le choix d'obtenir les services de fourniture, de compression, de transport et d'équilibrage du distributeur ou de prendre en charge ceux-ci directement avec un ou plusieurs fournisseurs, sous réserve du texte des *Conditions de service et Tarif* en vigueur.

[192] Le distributeur explique que le modèle proposé reproduit la situation où un client règlementé possède sa propre usine de liquéfaction et vend du GNL dans un marché non règlementé. En audience, il ajoute que l'usine LSR est un actif règlementé et qu'avec le modèle proposé, la partie de l'usine LSR servant à la gestion du réseau demeurerait règlementée⁵¹.

⁵⁰ Pièce B-24, Gaz Métro-13, document 18.2, page 2.

⁵¹ Pièce A-27-2, page 44.

[193] **La Régie ne retient pas le modèle proposé par Gaz Métro. Elle considère que l'usine LSR est un tout indissociable ainsi qu'un actif réglementé alimenté et opéré par le distributeur pour assurer la sécurité d'approvisionnement de ses clients. C'est donc Gaz Métro, dans ses activités réglementées au Québec, qui reçoit le gaz naturel à l'usine LSR, le liquéfie, l'entrepouse et le regazéifie lorsque les besoins de la clientèle régulière le justifient. Par ailleurs, dans le cadre du projet-pilote associé à une activité non réglementée, le distributeur vend le GNL à un tiers. En demandant, dans la décision D-2010-057⁵², de déduire du revenu requis l'ensemble des coûts de l'activité GNL, incluant le coût des composantes fourniture, compression, transport et équilibrage, la Régie considère que ces coûts sont encourus par le distributeur, ce qui implique que c'est ce dernier qui fournit l'alimentation en gaz naturel de l'usine LSR et non pas un tiers.**

4.2.2 COÛTS

[194] Gaz Métro identifie trois grandes catégories de coûts à considérer dans l'établissement du coût du GNL :

- les coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR, incluant le coût relié à l'utilisation du site pour les installations de transfert de GNL et les taxes et contributions applicables;
- les coûts reliés à la fourniture, la compression, le transport et l'équilibrage (F, C, T et É), incluant les taxes et contributions applicables;
- les coûts reliés à l'utilisation du réseau de distribution, incluant les taxes et contributions applicables.

Coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR

[195] Gaz Métro indique que les coûts d'utilisation de l'usine LSR peuvent être scindés en deux, soit les coûts reliés à la liquéfaction et ceux reliés à l'entrepousage. Pour le service de liquéfaction, le distributeur propose d'allouer au client GNL les coûts variables de l'usine LSR sur la base du coût marginal. Pour le service d'entrepousage il soumet que le client GNL devrait se voir allouer une partie de l'ensemble des coûts fixes de l'usine LSR, au prorata des volumes entreposés pour la période d'hiver.

⁵² Décision D-2010-057, dossier R-3727-2010, page 9.

[196] En audience, Gaz Métro indique que, l'usine LSR ayant été constituée pour fournir un service d'entreposage, c'est dans cette catégorie de coûts que l'ensemble des coûts fixes ont été alloués⁵³. Le distributeur ajoute que le client GNL n'utilisera pas nécessairement de la capacité d'entreposage au cours de l'été et que cette utilisation sera fonction de la rigueur de l'hiver précédent⁵⁴.

[197] La Régie rappelle que, dans l'ordonnance G-339-1983, la Régie de l'électricité et du Gaz avait établi certains principes touchant la vente de GNL :

« La Régie précise également que tous les biens et services fournis par l'entreprise de gaz à cette activité indépendante devront être facturés et en particulier que le prix de transfert du gaz naturel liquéfié devra être établi sur la base du coût moyen plutôt que du coût marginal; ce coût moyen comprenant tous les coûts de liquéfaction y compris l'amortissement de l'usine de liquéfaction et des réservoirs de GNL. »

[198] **La Régie est d'accord avec la proposition du distributeur visant à séparer les coûts relatifs à l'utilisation de l'usine LSR en deux fonctions soit la liquéfaction et l'entreposage.**

[199] **Cependant, les coûts relatifs à la fonction liquéfaction devront comprendre l'ensemble des coûts variables de liquéfaction de même que la portion des coûts fixes de l'usine LSR attribuable à ce service. À partir de ce montant, la Régie demande à Gaz Métro, conformément à l'ordonnance G-339-1983⁵⁵, de déterminer un coût unitaire moyen de liquéfaction. Enfin, ce coût unitaire devra être appliqué à tous les volumes liquéfiés pour le client GNL afin d'établir le coût total de liquéfaction devant lui être alloué.**

[200] **Les coûts relatifs à la fonction entreposage devront comprendre les coûts attribuables à ce service.** La Régie considère que les coûts associés à la fonction entreposage ne devraient pas seulement être alloués au prorata des volumes consommés en hiver par le client GNL. En pratique, cette fonction est requise pour le client GNL tout au long de l'année, puisque le gaz liquéfié vendu au client GNL provient nécessairement du réservoir. Ainsi, les coûts relatifs à l'entreposage devraient être alloués en fonction du

⁵³ Pièce A-27-2, page 68.

⁵⁴ Pièce A-27-2, pages 71 et 72.

⁵⁵ Ordonnance G-339-1983, pages 38 et 39.

volume annuel du client GNL. **La Régie demande donc à Gaz Métro d'allouer au client GNL la portion des coûts de l'usine LSR attribuable au service d'entreposage au prorata du volume annuel total requis pour ce client sur la capacité totale d'entreposage de l'usine.**

Coûts reliés à la fourniture, la compression, le transport et l'équilibrage

[201] Gaz Métro évalue les coûts des composantes F, C, T et É pour le GNL en 2011 basé sur un volume prévu de $2\,048\,10^3\text{m}^3$ ⁵⁶ :

• Fourniture	475 934 \$;
• Compression	18 610 \$;
• Transport	125 088 \$;
• Équilibrage	(15 753) \$.

[202] Ces coûts sont évalués en utilisant les taux moyens de fourniture et de compression (zone sud) de Gaz Métro, le tarif de transport (zone sud) et le taux moyen d'équilibrage pour un nouveau client au tarif D₅, volet A.

[203] **La Régie accepte l'utilisation des taux moyens de fourniture, de compression et de transport tels que proposés par Gaz Métro pour 2011. Elle demande au distributeur de maintenir cette approche lors des prochains dossiers tarifaires.**

[204] **Pour la composante équilibrage, la Régie accepte l'utilisation d'un taux sur la base du tarif d'équilibrage du distributeur, puisque celui-ci reflète effectivement le coût de ce service.** Cependant, comme il n'est pas possible de faire la distinction dans l'alimentation de l'usine LSR entre le gaz naturel qui est utilisé pour l'activité GNL et celui pour l'approvisionnement des clients réguliers du distributeur, **la Régie considère que le coût d'équilibrage devrait être établi en prenant comme hypothèse le taux moyen du tarif d'équilibrage associé au profil de consommation de l'ensemble de l'usine LSR.**

⁵⁶ Pièce B-24, Gaz Métro-13, document 18.15.

Coûts relatifs à la distribution

[205] Gaz Métro établit les coûts liés à l'utilisation du réseau de distribution en utilisant l'étude d'allocation de coûts 2009-2010 et les données prévues pour le client GNL en 2011. Pour les coûts ne pouvant être alloués en fonction des facteurs de base (nombre de clients, volumes et revenus), le distributeur utilise les ratios d'allocation du tarif D₅ palier 5. Suivant cette analyse, le coût total lié à l'utilisation du réseau de distribution par le client GNL est de 91 435 \$⁵⁷. Considérant le volume prévu pour le client GNL en 2011 de 2 086 10³m³, le coût unitaire moyen, obtenu selon cette méthode, est de 4,383 ¢/m³⁵⁸.

[206] En réponse à une demande de la Régie, Gaz Métro établit le coût unitaire moyen de distribution pour alimenter la totalité de l'usine LSR. Le distributeur utilise le niveau de consommation de l'usine prévu en 2011 de 10 966 10³m³ et suppose qu'un client, ayant ce profil de consommation, serait assujéti au tarif D₅ volet A sous-tarif 5.7. À partir de ces données, il obtient un coût unitaire de 2,828 ¢/m³⁵⁹.

[207] **La Régie considère que le coût unitaire moyen de distribution doit être établi en prenant comme hypothèse le coût unitaire de distribution d'un client ayant un profil de consommation similaire à celui de l'usine LSR dans son ensemble. Pour 2011, la Régie retient la valeur de 2,828 ¢/m³ comme coût unitaire de distribution, soit le coût unitaire d'un client interruptible au palier 5.7.**

Coût de maintien de la fiabilité

[208] Pour l'année tarifaire 2011, Gaz Métro n'a prévu aucun outil d'approvisionnement supplémentaire pour compenser la perte de capacité de l'usine LSR. Le distributeur explique ne pas avoir réservé de capacité à l'usine LSR pour le client GNL, compte tenu de l'incertitude existant quant aux volumes à desservir⁶⁰.

[209] Gaz Métro décrit toutefois les outils qui seraient requis dans le cas où une partie de la capacité de l'usine LSR était réservée pour le client GNL. Le distributeur estime la consommation totale du client GNL pour l'année tarifaire 2011 à 2 086 10³m³ et prévoit que le client GNL devrait débiter sa consommation au mois de février 2011. La consommation pour la période de l'hiver est estimée à 377 10³m³. Ainsi, pour une

⁵⁷ Pièce B-30, Gaz Métro-13, document 18, page 5.

⁵⁸ Pièce B-30, Gaz Métro-13, document 18.26, page 3.

⁵⁹ Pièce B-30, Gaz Métro-13, document 18.25, page 3.

⁶⁰ Pièce B-7, Gaz Métro-4, document 1, pages 73 et 74.

demande en hiver de $377\ 10^3\text{m}^3$, le distributeur devrait contracter une capacité supplémentaire de transport FTSH de $9,2\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$. La capacité supplémentaire à contracter atteindrait $242,8\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ dans le cas où la demande annuelle de GNL atteignait $24\ 10^6\text{m}^3$ ⁶¹. En réponse à des demandes de renseignements de la Régie, Gaz Métro indique que la capacité supplémentaire serait contractée en début d'année pour sécuriser la desserte de la demande⁶².

[210] Le distributeur explique que les coûts pour ce transport supplémentaire seront compensés par les revenus obtenus du client GNL pour l'utilisation de l'usine LSR. Il ajoute qu'il y aura un écart entre les revenus obtenus et les coûts encourus (en plus ou en moins) et propose que ce risque (ou opportunité) soit assumé par la clientèle régulière⁶³. Gaz Métro indique que les outils supplémentaires contractés seront pleinement utilisés par la clientèle, peu importe que l'hiver extrême se produise ou non, compte tenu de l'ordonnancement des outils d'approvisionnement.

[211] En audience, le distributeur indique que le fait de céder une portion de la capacité de l'usine LSR au client GNL l'amènera à modifier sa structure d'approvisionnement et à contracter du transport supplémentaire pour compenser la perte de cet outil traditionnel⁶⁴.

[212] La Régie considère qu'il y a clairement un lien de cause à effet entre la présence du client GNL et les coûts de transport supplémentaire encourus par le distributeur. Elle juge que les revenus obtenus du client GNL pour l'utilisation de l'usine LSR servent à compenser spécifiquement cette utilisation et que le coût pour contracter du transport supplémentaire doit être assumé entièrement par le client GNL, en plus des coûts d'utilisation de l'usine. **La Régie demande au distributeur d'évaluer, à chaque dossier tarifaire, le coût des mesures qu'il devra mettre en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle, compte tenu de la présence du client GNL. Elle lui demande également d'allouer la totalité de ce coût à l'activité de vente de GNL.**

⁶¹ Pièce B-24, Gaz Métro-13, document 18.1, page 2.

⁶² Pièce B-30, Gaz Métro-13, document 18.27, page 5.

⁶³ Pièce B-30, Gaz Métro-13, document 18.27, page 8.

⁶⁴ Pièce A-27-2, pages 78 et 79.

4.2.3 TRAITEMENT DANS LE DOSSIER TARIFAIRE

[213] Dans la décision D-2010-057, la Régie demandait au distributeur d'établir, au dossier tarifaire, une prévision des coûts reliés à l'activité de vente de GNL et de soustraire ces coûts de son revenu requis. En réponse à une demande de S.É./AQLPA, le distributeur explique avoir, pour fins de simplicité, ajouté les revenus provenant de la vente de gaz naturel au client GNL plutôt que d'avoir soustrait les coûts de son revenu requis⁶⁵.

[214] En réponse à une demande de renseignements⁶⁶, Gaz Métro dépose un exercice tarifaire basé sur une soustraction des coûts relatifs à l'activité de vente de GNL.

[215] Compte tenu que la Régie ne retient pas le modèle commercial proposé par Gaz Métro, elle lui demande d'établir une prévision pour tous les coûts reliés à la vente de GNL, conformément aux exigences de la présente décision, pour l'année tarifaire 2011 et de soustraire ces coûts de son revenu requis, tel que demandé dans la décision D-2010-057.

[216] Le distributeur devra effectuer un traitement similaire à ce qui a été fait en réponse à la demande de renseignements de la Régie, sauf en ce qui concerne le plan d'approvisionnement⁶⁷. À cet égard, la Régie lui demande d'inclure dans son plan les volumes prévus pour l'activité de vente de GNL. Par la suite, dans le revenu requis, le distributeur devra retrancher les coûts relatifs à chacune des fonctions de transport et d'équilibrage associés au client GNL et établis sur la base du coût moyen tel que défini précédemment.

[217] Enfin, le distributeur devra s'assurer que ces opérations n'ont pas d'impact sur le gain de productivité en introduisant un exogène pour ajuster le revenu plafond.

[218] Lors du dossier d'examen du rapport annuel, le distributeur devra établir les coûts réellement encourus pour l'activité de vente de GNL, en prenant en compte les volumes de GNL réellement consommés. En ce qui concerne les coûts de transport supplémentaire requis pour assurer la fiabilité du réseau, la Régie considère que le

⁶⁵ Pièce B-24, Gaz Métro-13, document 18.11, page 2.

⁶⁶ Pièce B-32, Gaz Métro-13, document 18.26.

⁶⁷ Pièce B-32, Gaz Métro-13, document 18.26.

coût identifié au dossier de fermeture devra être le même que celui prévu au dossier tarifaire.

[219] La Régie demande à Gaz Métro de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, une description détaillée des méthodes d'établissement des coûts qu'il utilisera pour chacun des éléments énoncés à la décision D-2010-057, tant en mode prévisionnel qu'en mode réel au moment de l'examen du rapport annuel.

[220] Enfin, elle demande au distributeur de présenter sa proposition en réunion technique, préalablement au dépôt du prochain dossier tarifaire.

4.3 MÉCANISME POUR MINIMISER L'IMPACT DU CHANGEMENT DE LA NORMALE CLIMATIQUE

[221] Dans sa décision D-2009-156⁶⁸ la Régie demandait à Gaz Métro de mettre en place une nouvelle normale climatique basée sur la méthode Ouranos, dès le présent dossier tarifaire. Elle lui demandait également de former un groupe de travail pour examiner les mécanismes à mettre en place pour minimiser l'impact du changement de la normale climatique pour elle et ses clients et de formuler une proposition en ce sens dans le cadre du présent dossier tarifaire. Elle demandait aussi au distributeur d'établir le lien entre la solution qu'il entend proposer et les facteurs exogènes mis en place par le passé qui ont pu tenir compte du réchauffement climatique.

[222] Gaz Métro démontre en preuve⁶⁹ l'impact du changement de la normale climatique et propose la mise en place d'un exogène. Le distributeur explique que l'exogène proposé est indépendant des corrections appliquées dans le passé pour corriger les effets du réchauffement climatique et présente les ajustements qui devront être apportés dans son calcul, pour tenir compte de la variation des volumes liés à la cohorte de clients pour l'année 2013.

[223] Le distributeur estime à $36,9 \times 10^6 \text{ m}^3$ la réduction des volumes liés à la modification du calcul de la normale, soit une réduction de 5,5 M\$ en revenus de distribution, entraînant une réduction de 5,3 M\$ du revenu plafond devant être compensée par

⁶⁸ Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 25.

⁶⁹ Pièce B-16, Gaz Métro-8, document 7.

l'exogène proposé. Il recommande que la totalité de la baisse du revenu plafond soit absorbée dans l'année tarifaire 2011.

[224] Aucun intervenant ne s'oppose au calcul de l'exogène ou à la proposition de Gaz Métro de l'amortir en entier dans l'année tarifaire 2011.

[225] **La Régie accepte la proposition de Gaz Métro.**

4.4 STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS

[226] Dans sa décision D-2009-010⁷⁰, la Régie prenait acte de l'intention de Gaz Métro de poursuivre le développement de l'approche de gestion des actifs et de l'intégrité des réseaux déjà amorcée, afin d'assurer la sécurité et la pérennité de ses installations. Elle exprimait cependant sa préoccupation quant à la période de développement prévue pour cette approche. Elle demandait à Gaz Métro de faire le point, lors du dossier tarifaire 2011, sur cette approche de gestion des actifs et sur les actions réalisées et à venir.

[227] En suivi de cette décision, Gaz Métro soumet un rapport intitulé *Stratégie de gestion des actifs* dans lequel elle présente un changement de philosophie axée sur l'évaluation du risque et élabore sur les nouveaux outils et processus devant être développés pour soutenir la *Stratégie de gestion des actifs*. Les bénéfices envisagés par la mise en place de cette stratégie sont ensuite énumérés.

[228] Gaz Métro insiste sur le fait que la nouvelle philosophie est basée sur l'évaluation des risques à partir de diagnostics de son réseau. Cette évaluation vise à gérer l'équilibre entre les risques, les coûts et la performance, à partir d'une meilleure compréhension du profil actuel et de l'identification du profil souhaité de son réseau ainsi que de la détermination des façons de combler les écarts entre ces deux profils.

[229] La nouvelle approche adoptée par Gaz Métro vise non seulement à respecter les exigences réglementaires principalement liées à la sécurité et la fiabilité du réseau de distribution. Elle vise également à intégrer d'autres intrants dans la prise de décision, en

⁷⁰ Dossier R-3681-2008, *Demande afin d'obtenir l'autorisation de la Régie pour réaliser la réfection d'une conduite principale à Senneville.*

évaluant également les risques des menaces observées sur l'ensemble des valeurs d'affaires de l'entreprise. Les six valeurs identifiées sont :

- la sécurité;
- la fiabilité d'approvisionnement;
- les impacts financiers;
- la conformité légale et réglementaire;
- la réputation de l'entreprise;
- la protection de l'environnement.

[230] Gaz Métro précise enfin que l'implantation de la *Stratégie de gestion des actifs* fera l'objet d'un rapport annuel. Ce rapport portera sur l'état d'avancement du déploiement du système de gestion des actifs. Il fera également un suivi des indices de mesures de la performance des programmes et identifiera les axes d'amélioration ainsi que les besoins futurs.

[231] Le GRAME est satisfait des informations fournies et recommande la poursuite de la conception de la *Stratégie de gestion des actifs*. Il souligne que cette stratégie doit favoriser les actions préventives et s'inquiète des répercussions environnementales des matériaux utilisés. Il recommande qu'un rapport soit préparé par Gaz Métro sur chacun de ces deux aspects et déposé avec le plan de la *Stratégie de gestion des actifs* lors du prochain dossier tarifaire.

[232] S.É./AQLPA approuve la philosophie proactive présentée par Gaz Métro ainsi que son choix de six valeurs d'entreprise, mais recommande que le distributeur explique le fonctionnement et justifie les matrices de risques reliées à chacune des valeurs. Il requiert que Gaz Métro dépose davantage d'informations quant à la réalisation de sa *Stratégie de gestion des actifs* et, finalement, que soit ajoutée une quatrième catégorie d'investissements, soit celle de l'amélioration des actifs, à celles déjà reconnues.

[233] L'UMQ constate, pour sa part, que la nouvelle approche, telle que dévoilée, est très peu spécifique et qu'elle ne permet pas de jauger les interrelations entre l'état de santé des actifs, la nature des risques qui en découlent, les outils de mesure et le niveau acceptable du risque ainsi que les investissements requis pour mitiger ce risque. L'UMQ recommande d'envisager la tenue d'une réunion technique afin que la *Stratégie de gestion des actifs* soit explicitée. Cette réunion devrait se tenir à un stade avancé du processus afin

de pouvoir apprécier, le plus globalement possible, comment les différentes étapes interagissent.

[234] La Régie prend acte de l'état de développement de la *Stratégie de gestion des actifs*. Tout en reconnaissant le caractère évolutif de cette dernière, **la Régie demande à Gaz Métro de déposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2012, une mise à jour de la *Stratégie de gestion des actifs* faisant le point, en autres, sur la grille de priorisation utilisée dans la gestion des risques de même qu'un échéancier plus précis et une évaluation des coûts anticipés pour les prochaines années.**

[235] **La Régie demande que lui soit communiqué le rapport annuel relatif à l'état d'avancement du déploiement du système de gestion des actifs dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires.**

4.5 MODIFICATION DU TRAITEMENT DU GAC DANS LE CALCUL DU REVENU PLAFOND

[236] Dans sa décision D-2009-156⁷¹, la Régie demandait au distributeur de modifier, pour le présent dossier tarifaire, le traitement du GAC dans le calcul du revenu plafond, de telle sorte que l'inflation ne soit pas appliquée aux revenus du GAC. La Régie demandait aussi au distributeur qu'il lui fasse part de la méthode appliquée pour apporter cette correction.

[237] La modification proposée au traitement du GAC dans le calcul du revenu plafond consiste à établir un revenu plafond de base⁷² excluant les revenus du GAC.

[238] La Régie juge que la proposition du distributeur s'assimile à un changement dans le calcul du revenu plafond de base et ne constitue pas une solution adéquate à la problématique soulevée dans la décision D-2009-156.

[239] **En conséquence, la Régie ne retient pas la méthodologie proposée par le distributeur. Elle demande à Gaz Métro de continuer d'inclure le GAC dans le**

⁷¹ Dossier R-3690-2009.

⁷² Le revenu plafond de base représente le revenu plafond obtenu avant inflation, facteur X, exogènes et exclusions.

calcul du revenu plafond de base, comme cela était le cas dans les années antérieures, et de n'appliquer un traitement particulier à ces revenus qu'au moment de l'indexation pour tenir compte du facteur *Inflation* (IPC moins facteur X). Le traitement retenu devra être conforme à ce qui a été soumis en réponse à la demande de renseignements de la Régie sur le sujet⁷³.

4.6 MODALITÉS DE TRAITEMENT DES PERTES DE PRODUCTIVITÉ

[240] Dans sa décision D-2009-156, la Régie demandait à Gaz Métro de former un groupe de travail pour examiner, en réunion technique, les modalités de traitement de la perte de productivité prévue au dossier tarifaire 2010. Le 18 mars 2010, une réunion technique a été tenue, au cours de laquelle Gaz Métro a présenté la méthode de remboursement des pertes de productivité.

[241] Le principal enjeu à la base des discussions sur ce sujet touchait la question de la remise des gains de productivité. Un des membres du groupe de travail était d'avis que les gains de productivité prévus au dossier tarifaire 2011 devraient éventuellement être remis dans les tarifs, malgré le fait qu'ils aient servis à rembourser les pertes encourues en 2010, plutôt qu'à permettre une bonification pour 2011.

[242] Gaz Métro présente les modalités de traitement des pertes de productivité. Le distributeur argumente que les gains de productivité utilisés pour rembourser les pertes des années antérieures ne doivent pas être retournés dans les tarifs, étant donné qu'ils n'ont pas servis à bonifier ceux-ci⁷⁴. Gaz Métro est d'avis que les gains doivent avoir servi à bonifier le rendement afin d'être soumis aux conditions de l'article 3.1.6 du Mécanisme.

[243] Aucun intervenant ne s'est opposé à l'interprétation du distributeur, à l'exception de la FCEI qui estime que l'esprit du Mécanisme est tel que la remise des gains de productivité doit être faite indépendamment du fait que les gains aient ou non bonifié les tarifs et servi ou non à rembourser les pertes de productivité des années antérieures.

⁷³ Pièce B-26, Gaz Métro-13, document 2.1.

⁷⁴ Pièce B-7, Gaz Métro-8, document 5.

[244] La Régie partage l'avis du distributeur selon lequel le Mécanisme doit être interprété de telle sorte que les gains de productivité qui n'ont pas entraîné une bonification de rendement n'ont pas à être retournés aux clients et, en conséquence, **accepte les modalités de traitement des pertes de productivité proposées.**

4.7 MODIFICATIONS AUX TARIFS D_M , D_3 ET D_1

[245] Dans sa décision D-2009-156⁷⁵, la Régie demandait à Gaz Métro de présenter, dans le cadre du présent dossier tarifaire, une solution intégrée pour les clients aux tarifs D_M , D_3 et D_1 (paliers supérieurs à 75 000 m³) ainsi que des propositions permettant d'améliorer la grille des tarifs et le traitement équitable de l'ensemble des clients.

[246] En réponse à cette demande, Gaz Métro dépose une proposition de modifications des tarifs D_M , D_3 et D_1 dont les principaux éléments sont :

- la fermeture du projet-pilote du tarif D_M et transfert de la majorité des clients du tarif D_M au tarif D_1 ;
- l'ouverture élargie du tarif D_3 et transfert de certains clients du tarif D_M au tarif D_3 ;
- l'application d'un prix d'équilibrage personnalisé aux clients du tarif D_M devenus « grands clients D_1 » déterminé en fonction de leur profil de consommation;
- l'application d'un prix d'équilibrage personnalisé à l'ensemble des « grands clients D_1 » déterminé en fonction de leur profil de consommation;
- l'étalement dans le temps des hausses tarifaires causées par l'élimination des modules contractuels de réduction au tarif D_M en utilisant des rabais transitoires sur une période de cinq ans;
- aucun étalement dans le temps des hausses tarifaires découlant du calcul d'un prix d'équilibrage personnalisé pour les grands clients du tarif D_1 .

[247] Le distributeur propose également un calendrier d'implantation de ces changements, lequel inclut, notamment, l'abolition du tarif D_M au 30 septembre 2011.

⁷⁵ Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 77.

[248] Le GRAME est d'accord avec la solution intégrée proposée par Gaz Métro, mais s'oppose au maintien de rabais transitoires. En audience, Gaz Métro explique que des rabais transitoires seront accordés aux clients du tarif D_M transférant au tarif D_1 , pour adoucir l'effet des augmentations de tarifs que la mise en place de la solution intégrée fera subir à ces clients. Le distributeur indique vouloir maintenir les augmentations sur la facture totale à un niveau voisin du taux d'inflation et ajoute que la période d'étalement pourra varier selon la situation concurrentielle du gaz naturel⁷⁶.

[249] La FCEI se questionne sur la possibilité d'améliorer le signal de prix de l'ensemble des clients du tarif D_1 en appliquant à tous un tarif d'équilibrage personnalisé. Ainsi, la FCEI recommande à la Régie d'ordonner à Gaz Métro de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, des analyses de différents scénarios portant sur la reconnaissance des profils de consommation des clients du tarif D_1 consommant moins de 75 000 m³/an.

[250] Une fois que la solution intégrée, présentée au présent dossier, aura été complètement implantée, Gaz Métro se dit prête à analyser les implications de reconnaître le profil de consommation des plus petits clients. Le distributeur indique, toutefois, que l'application d'un taux personnalisé amène des problèmes de complexité pour lui et ses clients. Il souligne qu'au-delà de l'équité, les tarifs doivent aussi respecter des principes de stabilité et de simplicité⁷⁷.

[251] La Régie souligne que sa demande, dans la décision D-2009-156, ne portait que sur les tarifs s'appliquant aux clients consommant plus de 75 000 m³/an. Elle juge que le principe de la simplicité tarifaire est important lorsqu'il s'agit des petits clients et, en conséquence, retient l'argument du distributeur quant à la complexité qu'entraînerait l'application d'un taux d'équilibrage personnalisé pour les clients du tarif D_1 consommant moins de 75 000 m³/an. **En conséquence, la Régie considère qu'il n'est pas utile de faire des analyses supplémentaires sur la reconnaissance du profil de consommation de ces clients et ne retient pas la recommandation de la FCEI à cet égard.**

[252] **La Régie autorise la mise en place de la solution intégrée pour les clients aux tarifs D_M , D_3 et D_1 (paliers supérieurs à 75 000 m³), incluant l'application de rabais transitoires pour les clients du tarif D_M transférant au tarif D_1 ainsi que le calendrier**

⁷⁶ Pièce A-27-2, pages 117 et 118.

⁷⁷ Pièce A-27-2, pages 110 à 112.

d'implantation, telle que proposée par Gaz Métro. Elle considère que cette proposition permet d'éliminer les situations d'iniquité qui prévalaient avec le tarif D_M .

4.8 FEÉ

4.8.1 SUIVI 2010

[253] Pour 2010, le budget du FEÉ, autorisé par la Régie dans la décision D-2009-156, était de 3,1 M\$, pour des économies de gaz naturel prévues de $2,4 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ⁷⁸.

[254] Après 11 mois d'opération, les dépenses du FEÉ s'élèvent à près de 2,2 M\$, soit près de 71 % du budget autorisé et le FEÉ estime les dépenses du dernier mois de 2010 à 0,5 M\$ ou 0,6 M\$. Par ailleurs, le FEÉ croit être en mesure d'atteindre ses objectifs d'économie d'énergie en 2010⁷⁹. Au 30 juin 2010, le solde du FEÉ était d'environ 14,4 M\$⁸⁰. **La Régie prend acte des résultats obtenus par le FEÉ en 2010.**

4.8.2 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

[255] Le FEÉ modifie certains de ses programmes par rapport au Plan d'action 2010. Plus spécifiquement, le FEÉ demande :

- d'autoriser la création d'un nouveau programme (*PFR160*) qui s'adresse directement aux MFR pour l'installation gratuite de récupérateurs de la chaleur des eaux de drainage (RCED);
- d'autoriser la création de deux programmes sociocommunautaires distincts : le *PS150* pour l'installation de RCED et le *PS151* pour l'installation de système de préchauffage solaire;
- d'autoriser une augmentation de l'aide financière du *PS150* de 3 \$/m³ à 3,50 \$/m³;
- d'autoriser une augmentation de l'aide financière du *PS151* de 3 \$/m³ à 6 \$/m³;

⁷⁸ Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 42.

⁷⁹ Pièce B-22, Gaz-Métro-9, document 6.2; pièce A-27-2, pages 231 et 232.

⁸⁰ Pièce A-27-2, page 271.

- d'autoriser, pour le *PR330-Remplacement de fenêtres et portes-fenêtres par des fenêtres et portes-fenêtres certifiées ENERGY STAR®*, une augmentation du niveau d'aide financière de :
 - 5 \$/m² à 6 \$/m² de fenêtre pour les clients résidant dans la zone climatique B (le montant d'aide maximum passe de 500 \$ à 600 \$),
 - 5 \$/m² à 10 \$/m² de fenêtre pour les clients de la zone climatique C (le montant d'aide maximum passe de 500 \$ à 1 000 \$);
- d'autoriser une augmentation de 1 \$/m³ à 1,50 \$/m³ de l'aide financière du *PC410-Aide à la construction de nouveaux bâtiments efficaces*;
- d'autoriser une augmentation de l'aide financière du *PC440-Préchauffage solaire de l'air ou de l'eau* de 1 \$/m³ à 3 \$/m³;
- d'autoriser une augmentation de l'aide financière du *PC460-Systèmes de récupération de la chaleur des eaux de drainage* de 1 \$/m³ à 3 \$/m³;
- d'autoriser une augmentation du montant maximal de l'aide financière pour les *PC410*, *PC440* et *PC460* de 100 000 \$ à 300 000 \$ par année et de 75 % du coût total des projets⁸¹.

[256] **La Régie accepte les modifications proposées.**

[257] En outre, le FEÉ demande à la Régie d'autoriser un budget spécial de 1 100 000 \$ pour la réalisation du projet-pilote *PS170-Construction de logements communautaires à haute efficacité*. Dans le cas de ce projet de construction de 40 unités de logement communautaires en deux projets distincts, l'aide financière du FEÉ couvre la totalité des surcoûts reliés à la construction d'unités de logement 25 % plus efficaces que *Novoclimat*. La performance globale visée est de 50 % supérieure aux critères du Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments — Canada 1997⁸².

[258] La Régie constate que la nature et les objectifs du projet-pilote *PS170* sont imprécis. Comme, par ailleurs, certaines des mesures promues par ce projet-pilote semblent également être couvertes par d'autres programmes du FEÉ⁸³, elle considère qu'il n'est pas justifié ni prudent d'autoriser un budget d'une telle ampleur. **La Régie rejette donc la demande du FEÉ en lien avec le projet-pilote *PS170-Construction de logements communautaires à haute efficacité*.**

⁸¹ Pièce B-13, Gaz Métro-9, document 7, pages 35 et 36.

⁸² Pièce B-13, Gaz Métro-9, document 7, pages 29 et 30.

⁸³ Les programmes *PS120*, *PS150* et *PS151*.

4.8.3 OBJECTIF D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2011

[259] Le FEÉ se fixe un objectif d'économie d'énergie annuel de près de $2,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ de gaz naturel pour 2011. Pour atteindre cet objectif, le Plan d'action 2011 du FEÉ requiert un budget de près de 5,0 M\$⁸⁴. **Compte tenu des ajustements demandés à la section précédente, la Régie limite ce budget à 3,9 M\$.**

4.8.4 RENTABILITÉ

[260] Compte tenu du fait que la nouvelle méthode de calcul de la rentabilité a eu pour effet que la quasi-totalité des programmes du FEÉ sont non rentables, le ROEE propose, lors du calcul de la valeur actualisée nette du TCTR, que le FEÉ utilise un taux d'actualisation de 3,95 % réel et de 5,05 % nominal, plutôt que le taux d'actualisation de 6 % réel utilisé par Gaz Métro pour le PGEÉ. Le ROEE suggère également de tenir compte des baisses des prix du gaz naturel dans la variable « *coût évité* ». Enfin, le ROEE recommande de juger de la rentabilité des programmes s'adressant aux MFR en utilisant le test du coût social, qui inclut les externalités environnementales et sociales⁸⁵.

[261] La Régie considère que le PGEÉ et le FEÉ partagent les mêmes objectifs de long terme. Compte tenu que la clientèle desservie par le FEÉ est également desservie par Gaz Métro via son PGEÉ, les paramètres économiques doivent être les mêmes afin de permettre une comparaison. **La Régie rejette donc la proposition du ROEE.**

4.8.5 SUIVI DE LA DÉCISION D-2009-156

[262] À la demande de la Régie⁸⁶, le FEÉ fixe un taux d'opportunisme pour chacun de ses programmes et les présente avec les différentes méthodologies appliquées⁸⁷.

[263] Le FEÉ propose un taux d'opportunisme nul pour les programmes destinés aux MFR aux bâtiments à vocation sociocommunautaire (*PFR160, PS120, PS150 et PS151*).

⁸⁴ Pièce B-13, Gaz Métro-9, document 7, page 4.

⁸⁵ Pièce C-2-7, pages 23 et 24.

⁸⁶ Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009, page 43.

⁸⁷ Pièce B-13, Gaz Métro-9, document 7, pages 11, 12 et 46; pièce B-13, Gaz Métro-9, document 7, annexe B.

Pour les programmes visant des innovations, le FEÉ propose un taux d'opportunisme de 2,5 % (*PR340*, *PC410* et *PC460*).

[264] En ce qui concerne les programmes d'acquisition de ressources, le FEÉ propose un taux d'opportunisme de 11,5 % pour le programme *PC440-Aide financière à l'achat d'un système de préchauffage solaire de l'air ou de l'eau*. Pour le programme *PR330-Aide financière à l'achat de fenêtres certifiées ENERGY STAR®*, même si un taux d'opportunisme de 39,1 % a été mesuré, le FEÉ propose d'utiliser un taux d'opportunisme de 10 %, compte tenu des modifications apportées à ce programme à partir du 1^{er} juin 2010⁸⁸.

[265] Par ailleurs, le FEÉ traite le programme *PC420-Rénovation* différemment des autres programmes, parce qu'il est présentement en évaluation. Le FEÉ pose donc l'hypothèse d'un taux d'opportunisme nul pour le *PC420*, en attendant l'évaluation complète du programme, prévue pour 2010.

[266] **La Régie retient les taux d'opportunisme proposés par le FEÉ en suivi de la décision D-2009-156, à l'exception de ceux des programmes *PR330-Aide financière à l'achat de fenêtres certifiées ENERGY STAR®* et *PC420-Rénovation*. Pour le *PR330-Aide financière à l'achat de fenêtres certifiées ENERGY STAR®*, la Régie retient le taux initial d'opportunisme de 39 %, obtenu en évaluation, jusqu'à ce qu'un autre cycle d'évaluation ou des résultats spécifiques permettent au FEÉ d'ajuster ce taux. Pour le *PC420-Rénovation*, la Régie fixe un taux d'opportunisme de 30 %, jusqu'à ce que les résultats d'évaluation soient disponibles.**

4.8.6 JETONS DE PRÉSENCE

[267] Selon le Mécanisme actuellement en vigueur, le comité de gestion du FEÉ est constitué de neuf membres nommés par chacun des intervenants reconnus à cette fin par la Régie. Des jetons de présence sont versés aux membres : « *Leur valeur est approuvée par la Régie lors de la présentation du plan d'action annuel du FEÉ*⁸⁹ ».

⁸⁸ Pièce B-13, Gaz Métro-9, document 7, annexe B, pages 4 et 5.

⁸⁹ Décision D-2007-047, dossier R-3599-2006, annexe, page 32.

[268] Dans la décision D-2005-171, la Régie acceptait la proposition du FEÉ, eu égard au versement d'un montant forfaitaire de 500 \$ par réunion aux représentants des intervenants au comité de gestion⁹⁰.

[269] Or, le FEÉ confirme que le budget de son Plan d'action 2011 tient compte du fait que les membres du comité de gestion ont droit à un jeton de présence d'une valeur de 525 \$ par réunion⁹¹.

[270] Compte tenu qu'aucune demande spécifique à cet effet n'a été soumise, **la Régie maintient la valeur des jetons de présence versés aux membres du comité de gestion du FEÉ à 500 \$ par réunion.**

4.9 RAPPORT D'ÉVALUATION DU PROGRAMME DE RABAIS À LA CONSOMMATION (PRC) ET DU PROGRAMME DE RÉTENTION PAR VOIE DE RABAIS À LA CONSOMMATION (PRRC)

[271] Lors du dossier tarifaire 2010⁹², le Groupe de travail indiquait à la Régie qu'il était d'avis qu'une évaluation des PRC et PRRC de Gaz Métro était justifiée. Plus précisément, l'importance des montants alloués à ces programmes commerciaux et le fait que ceux-ci n'aient pas fait l'objet d'une évaluation depuis au moins l'instauration du Mécanisme ont motivé cette recommandation du Groupe de travail. Dans sa décision D-2009-156, la Régie prenait acte de la demande du Groupe de travail.

[272] Gaz Métro n'est toutefois pas en mesure de déposer l'évaluation des PRC et PRRC au dossier tarifaire 2011 et en demande le report au dossier tarifaire 2012.

[273] **La Régie autorise le report du dépôt du rapport d'évaluation des PRC et PRRC au dossier tarifaire 2012.**

⁹⁰ Décision D-2005-171, dossier R-3559-2005, page 38; dossier R-3559-2005, pièce SCGM-9, document 7, page 69.

⁹¹ Pièce B-22, Gaz Métro-9, document 7.21, page 2.

⁹² Dossier R-3690-2009.

4.10 PROPOSITION TARIFAIRE DE S.É./AQLPA

[274] Dans le cadre du dossier R-3481-2002, le Groupe de travail recommandait de prévoir au texte des Tarifs de Gaz Métro des modalités permettant aux abonnés de conserver leurs avantages tarifaires malgré une diminution de consommation de gaz naturel résultant d'une participation aux programmes d'efficacité énergétique du PGEÉ ou du FEÉ. Cette recommandation avait été acceptée dans la décision D-2003-206⁹³ et avait été intégrée au texte des Tarifs lors des dossiers tarifaires subséquents.

[275] S.É./AQLPA propose d'amender de nouveau le texte des *Conditions de service et Tarif* en ajoutant, aux articles traitant de la révision des obligations minimales annuelles (OMA) à la suite de l'implantation d'une mesure d'efficacité énergétique, la notion de programmes d'efficacité énergétique encadrés par l'Agence de l'efficacité énergétique (AEÉ) ou par un autre organisme gouvernemental ou paragouvernemental⁹⁴.

[276] Gaz Métro ne remet pas en cause le fondement de la proposition de S.É./AQLPA. Cependant, elle doit s'assurer que les informations permettant d'ajuster les OMA soient de qualité, que les économies soient quantifiables et vérifiables et qu'il ne s'agisse pas d'économie d'énergie tendancielle. À cette fin, Gaz Métro devrait mettre en place des ententes d'échanges d'informations entre les différents organismes et ces ententes ne garantiraient pas que l'information fournie soit de la même qualité que celle du PGEÉ de Gaz Métro. Le distributeur fait également valoir qu'il n'y a pas urgence quant à une telle modification, tenant compte du contexte actuel. D'une part, si la Régie accepte l'abolition du tarif D_M, il ne restera de possibilité de révision des OMA que pour le tarif D₅ et des volumes souscrits pour le tarif à débit stable. Or, ces clients à grand volume ne sont actuellement pas visés par les programmes de l'AEÉ. D'autre part, l'incertitude qui entoure l'avenir de l'AEÉ est également un argument qui appuie la position du distributeur.

[277] Gaz Métro propose que le Groupe de travail examine les mesures de neutralité de manière à s'assurer que celles-ci couvrent l'ensemble des situations proposées ou des situations visées par la recommandation de S.É./AQLPA. Par la suite, Gaz Métro pourrait évaluer la nécessité de proposer des modifications au texte des *Conditions de service et*

⁹³ Dossier R-3481-2002.

⁹⁴ Pièce C-5-14-S.É./AQLPA-6, document 1, page 8 : la recommandation 6-1 s'applique aux articles 1,4, 13.1.3.5, 16.3.1, 16.3.3.3.2, 16.4.1, 16.4.5.2, 16.5.1 et 16.5.3.3.2 du texte des Tarifs.

Tarif et de mettre en place des structures administratives simples et adéquates, afin d'opérationnaliser les clauses tarifaires⁹⁵.

[278] Bien que S.É./AQLPA tienne compte d'une possible validation des économies d'énergie par Gaz Métro, l'intervenant considère que le distributeur ne peut refuser, sans motif valable, de valider les économies de gaz naturel associées à un programme d'efficacité énergétique de l'AEÉ ou d'un autre organisme : « *en cas de refus total ou partiel, le client peut loger une plainte selon la procédure de plainte prévue, il peut également, le cas échéant, s'adresser au tribunal compétent*⁹⁶ ».

[279] Considérant le contexte qui prévaut ainsi que le fait que le texte des *Conditions de services et Tarifs* actuel intègre déjà une certaine indemnité pour les abonnés qui contractent des OMA et qui participent aux programmes d'efficacité énergétique du PGEÉ ou du FEÉ, **la Régie rejette la proposition de S.É./AQLPA.**

5. MODALITÉS D'APPLICATION DE LA PRÉSENTE DÉCISION

[280] **Étant donné que les tarifs actuellement en vigueur ont été déclarés provisoires à compter du 1^{er} octobre 2010 par la décision D-2010-133, la Régie demande au distributeur de proposer des dates et des modalités d'application des nouveaux tarifs et conditions découlant de la présente décision.**

[281] **Compte tenu de la présente décision en ce qui a trait à l'adoption des versions française et anglaise du texte des *Conditions de service et Tarif*, la Régie demande au distributeur de déposer, au plus tard le 19 novembre 2010 à 12 h, une version française pour fin d'approbation finale et une version anglaise pour approbation provisoire.**

⁹⁵ Pièce A-27-4, pages 210 à 227.

⁹⁶ Pièce A-27-6, pages 177 à 182.

[282] **Pour l'ensemble de ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande ré-amendée;

RECONDUIT jusqu'au 30 septembre 2012 le programme de flexibilité tarifaire mazout et biénergie pour les clients des tarifs D₁ et D₃ déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2011 par la décision D-2009-156;

APPROUVE l'entente intervenue entre les membres du Groupe de Travail ainsi que toutes les pièces s'y rapportant, sous réserve des décisions rendues à la section 3 de la présente décision;

APPROUVE le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2011, tel que prévu à l'article 72 de la Loi, sous réserve des décisions rendues à la section 4.1 de la présente décision et de la décision D-2010-133;

APPROUVE l'application à l'exercice 2011 du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de Gaz Métro approuvé par la Régie dans la décision D-2007-47, sous réserve des décisions rendues à la section 3;

AUTORISE le budget de 12,5 M\$ proposé par le Groupe de travail pour le PGEÉ 2011;

AUTORISE l'utilisation d'un montant de 3,9 M\$ provenant des sommes imputées au FEÉ, conformément au plan d'action du FEÉ;

RÉSERVE sa décision sur le coût en capital moyen sur la base de tarification pour l'exercice financier 2011;

RÉSERVE sa décision quant au coût en capital prospectif résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres énoncés à la décision D-97-25⁹⁷ dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par Gaz Métro pour l'exercice financier 2011;

AUTORISE la répartition tarifaire proposée, à l'exception des corrections à l'interfinancement tel que prescrit à la section 3.11.2 de la présente décision;

RÉITÈRE les autres conclusions et décisions énoncées dans la présente décision;

DEMANDE à Gaz Métro de déposer, pour approbation, les pièces révisées, la grille tarifaire et les versions française et anglaise du texte des *Conditions de service et Tarif* pour tenir compte de la présente décision, au plus tard le **19 novembre 2010 à 12 h** et **RÉSERVE** sa décision à ces égards.

Gilles Boulianne

Régisseur

Marc Turgeon

Régisseur

Jean-François Viau

Régisseur

⁹⁷ Dossier R-3371-97.

Représentants :
.....

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M^e Guy Sarault et M^e Nicolas Plourde;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M^e André Turmel et madame Pascale Boucher-Meunier;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Éric David;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) représentée par M^e Vincent Regnault et M^e Hugo Sigouin-Plasse;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- TransCanada Energy Ltd. (TCE) représentée par M^e Pierre Grenier;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.

ANNEXE 1

Modification au texte des *Conditions de service* *et Tarif*

Annexe 1 (9 pages)

G. B.

M. T.

J.-F. V.

<u>Texte proposé par Gaz Métro</u>	<u>Texte modifié par la présente décision</u>
<u>1.3 DÉFINITION</u> <u>OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)</u> Volume minimal annuel de gaz naturel, pour chaque année du contrat, que le client s'engage à payer, conformément au Tarif, qu'il le retire ou non.	<u>1.3 DÉFINITION</u> <u>OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)</u> Volume minimal annuel de gaz naturel, pour chaque année du contrat, que le client s'engage à payer, conformément au texte des Conditions de service et Tarifau Tarif, qu'il le retire ou non.
<u>1.3 DÉFINITION</u> <u>RETRAITS EXEMPTÉS DE LA CONTRIBUTION AU FONDS VERT</u> Volumes de biogaz distribués par canalisation utilisée uniquement pour la distribution de biogaz; Volumes de gaz naturel lorsqu'ils sont utilisés comme matière première sans combustion de gaz naturel tels qu'ils auront été déclarés par le client et reçus par le distributeur au plus tard le troisième jour ouvrable suivant la fin du mois visé par la facturation et tels que confirmés, au terme de l'année, au plus tard le 15 octobre de chaque année par déclaration assermentée du client, ou si ce dernier est une personne morale ou une société, d'un dirigeant en autorité de celle-ci.	<u>1.3 DÉFINITION</u> <u>RETRAITS EXEMPTÉS DE LA CONTRIBUTION AU FONDS VERT</u> Volumes de biogaz distribués par canalisation utilisée uniquement pour la distribution de biogaz; Volumes de gaz naturel lorsqu'ils sont utilisés comme matière première sans combustion de gaz naturel tels qu'ils auront été déclarés par le client et dont les déclarations auront été reçues par le distributeur au plus tard le troisième jour ouvrable suivant la fin du mois visé par la facturation et tels que confirmés, au terme de l'année, au plus tard le 15 octobre de chaque année par déclaration assermentée du client, ou si ce dernier est une personne morale ou une société, d'un dirigeant en autorité de celle-ci.

3.1 SERVICES DE GAZ NATUREL Le service de distribution est offert exclusivement par le distributeur sur son territoire, tel que prévu à la <i>Loi sur la Régie de l'énergie</i>. Les services suivants peuvent, au choix du client, être obtenus du distributeur ou, sous réserve du Tarif, être pris en charge par le client auprès d'un ou plusieurs fournisseurs : 1° le service de fourniture, incluant le service de gaz d'appoint; 2° le service de gaz de compression; 3° le service de transport; 4° le service d'équilibrage. Le distributeur fournit par défaut ces services, conformément au Tarif, à moins que le client ne l'avise de son intention de prendre en charge un ou plusieurs de ces services.	3.1 SERVICES DE GAZ NATUREL Le service de distribution est offert exclusivement par le distributeur sur son territoire, tel que prévu à la <i>Loi sur la Régie de l'énergie</i>. Les services suivants peuvent, au choix du client, être obtenus du distributeur ou, sous réserve <u>de la section III du présent document</u>du Tarif, être pris en charge par le client auprès d'un ou plusieurs fournisseurs : 1° le service de fourniture, incluant le service de gaz d'appoint; 2° le service de gaz de compression; 3° le service de transport; 4° le service d'équilibrage. Le distributeur fournit par défaut ces services, conformément <u>à la section III du présent document</u>au Tarif, à moins que le client ne l'avise de son intention de prendre en charge un ou plusieurs de ces services.
3.2 CHOIX DE SERVICES Les conditions relatives à l'obtention ou à la prise en charge de services par le client sont prévues au Tarif.	3.2 CHOIX DE SERVICES Les conditions relatives à l'obtention ou à la prise en charge de services par le client sont prévues <u>à la section III du présent document</u>au Tarif.

4.3.2 FRAIS DE RACCORDEMENT

Lorsque le raccordement au réseau de distribution de gaz naturel est demandé pour une adresse de service pour laquelle le tarif D₁ sera applicable et dont le volume annuel projeté sera inférieur à 10 950 m³, les frais de raccordement dont le montant est prévu à l'article 17.1.1.1 sont exigés du demandeur.

Dans le cas où le raccordement au réseau de distribution de gaz naturel est demandé par le promoteur immobilier ou le constructeur de l'immeuble où est située l'adresse de service, le demandeur est alors présumé être le propriétaire de l'immeuble au moment de la demande de service.

Ces frais de raccordement sont payables en un seul versement ou, lorsque le demandeur est client du distributeur, sur une période de 24 mois ou, si le client le demande, en un seul versement. Si le paiement des frais de raccordement est étalé sur 24 mois et que le contrat prend fin avant le paiement complet des frais de raccordement, le solde de ceux-ci est exigible immédiatement.

4.3.2 FRAIS DE RACCORDEMENT

Lorsque le raccordement au réseau de distribution de gaz naturel est demandé pour une adresse de service pour laquelle le tarif D₁ sera applicable et dont le volume annuel projeté sera inférieur à 10 950 m³, les frais de raccordement dont le montant est prévu à l'article 17.1.1.1 sont exigés du demandeur.

Dans le cas où le raccordement au réseau de distribution de gaz naturel est demandé par le promoteur immobilier ou le constructeur de l'immeuble où ~~le service est requis-est située à l'adresse de service~~, le demandeur est alors présumé être le propriétaire de l'immeuble au moment de la demande de service.

Ces frais de raccordement sont payables en un seul versement ou, lorsque le demandeur est client du distributeur, sur une période de 24 mois ou, ~~encore~~, si le client le demande, en un seul versement. Si le paiement des frais de raccordement est étalé sur 24 mois et que le contrat prend fin avant le paiement complet des frais de raccordement, le solde de ceux-ci est exigible immédiatement.

5.3.2 FRÉQUENCE DES LECTURES

Le distributeur procède à la lecture de l'appareil de mesurage avec toute la diligence raisonnable et selon un mode de fonctionnement compatible avec l'exploitation efficace de son entreprise.

Le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les deux mois.

Cependant, dans le cas du client facturé au tarif D_1 et qui retire un volume de moins de $1\,000\text{ m}^3$ par année de gaz naturel, le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les 12 mois.

De plus, dans les cas où le gaz naturel est facturé aux tarifs D_4 , D_5 ou D_3 et D_5 en combinaison, le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les jours. Dans le cas où le gaz naturel est facturé au tarif D_M , le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les mois.

5.3.2 FRÉQUENCE DES LECTURES

Le distributeur procède à la lecture de l'appareil de mesurage avec toute la diligence raisonnable et selon un mode de fonctionnement compatible avec l'exploitation efficace de son entreprise.

Le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les deux mois.

Cependant, dans le cas d'un client facturé au tarif D_1 et qui retire un volume de moins de $1\,000\text{ m}^3$ par année de gaz naturel, le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les 12 mois.

De plus, dans les cas où le gaz naturel est facturé aux tarifs D_4 , D_5 ou D_3 et D_5 en combinaison, le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les jours. Dans le cas où le gaz naturel est facturé au tarif D_M , le distributeur lit l'appareil de mesurage tous les mois.

6.2.4 INFORMATIONS APPARAISSANT SUR LA FACTURE La facture doit comporter au moins les éléments suivants : 1° Numéro de téléphone du distributeur; 2° Numéro de téléphone en cas d'urgence; 3° Date de facturation; 4° Nom du client; 5° Numéro de compte; 6° Numéro d'appareil de mesurage; 7° Adresse de service; 8° Tarif applicable; 9° Période facturée; 10° Consommation en précisant si elle est réelle ou estimée; 11° Montant total; 12° Montant en arrérage et supplément de recouvrement; 13° Date d'échéance; 14° Historique de consommation disponible, le cas échéant; 15° Obligation minimale annuelle, le cas échéant; 16° Montant et date du dernier paiement effectué; 17° Montant de la contribution financière demandée au client pour la rentabilisation des investissements, le cas échéant; 18° Montant du dépôt et des intérêts versés, le cas échéant; 19° Ajustement tarifaire découlant d'un programme commercial approuvé par la Régie de l'énergie, le cas échéant.	6.2.4 INFORMATIONS APPARAISSANT SUR LA FACTURE La facture doit comporter au moins les éléments suivants : 1° Numéro de téléphone du distributeur; 2° Numéro de téléphone en cas d'urgence; 3° Date de facturation; 4° Nom du client; 5° Numéro de compte; 6° Numéro de l'appareil de mesurage; 7° Adresse de service; 8° Tarif applicable; 9° Période facturée; 10° Consommation en précisant si elle est réelle ou estimée; 11° Montant total; 12° Montant en arrérage et supplément de recouvrement; 13° Date d'échéance; 14° Historique de consommation disponible, le cas échéant; 15° Obligation minimale annuelle, le cas échéant; 16° Montant et date du dernier paiement effectué; 17° Montant de la contribution financière demandée au client pour la rentabilisation des investissements, le cas échéant; 18° Montant du dépôt et des intérêts versés, le cas échéant; 19° Ajustement tarifaire découlant d'un programme commercial approuvé par la Régie de l'énergie, le cas échéant.
--	---

8.4 DÉLAI DE CONSERVATION Le délai de conservation initial d'un dépôt est de : 1° 12 mois consécutifs, s'il s'agit d'un client qui utilise le gaz naturel pour un usage domestique; 2° 36 mois consécutifs, s'il s'agit d'un client qui utilise le gaz naturel pour un autre usage. Lorsque le client fait défaut de payer au moins une facture de gaz naturel à la date d'échéance durant la période de conservation du dépôt, le distributeur renouvelle le délai de conservation du dépôt pour une durée équivalente au délai de conservation initial.	8.4 DÉLAI DE CONSERVATION Le délai de conservation initial d'un dépôt est de : 1° 12 mois consécutifs, s'il s'agit d'un client qui utilise le gaz naturel pour un usage domestique; 2° 36 mois consécutifs, s'il s'agit d'un client qui utilise le gaz naturel pour un autre usage. Lorsque, <u>durant la période de conservation du dépôt</u>, le client fait défaut de payer au moins une <u>à la date d'échéance, ne fusse qu'une seule</u> facture de gaz naturel à la date d'échéance durant la période de conservation du dépôt, le distributeur renouvelle le délai de conservation du dépôt pour une durée équivalente au délai de conservation initial.
---	--

11.3.3 CONDITIONS ET MODALITÉS**11.3.3.1 Volume journalier contractuel (VJC) (avec ou sans transfert de propriété)**

Le VJC en service de gaz d'appoint est égal au volume quotidien moyen estimé de la période correspondante aux livraisons de gaz d'appoint.

Le client en service de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » doit s'engager à livrer au distributeur, au cours de la journée prévue d'interruption, un VJC égal à sa consommation de la même journée. Si la consommation de la journée prévue d'interruption diffère du VJC convenu, le volume journalier contractuel (VJC) du client sera égal à sa consommation de la journée prévue d'interruption.

Lors d'une journée d'interruption, le client en service de « gaz d'appoint concurrence » doit s'engager à livrer au distributeur, au cours de cette journée, un VJC égal à sa consommation de la même journée. Si la consommation de la journée prévue d'interruption diffère du VJC convenu, le VJC du client sera égal à sa consommation de la journée prévue d'interruption.

Les dispositions relatives aux révisions des VJC en service de gaz d'appoint sont identiques à celles des services de fourniture de gaz naturel avec ou sans transfert de propriété.

11.3.3 CONDITIONS ET MODALITÉS**11.3.3.1 Volume journalier contractuel (VJC) (avec ou sans transfert de propriété)**

Le VJC en service de gaz d'appoint est égal au volume quotidien moyen estimé de la période correspondante aux livraisons de gaz d'appoint.

Le client en service de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » doit s'engager à livrer au distributeur, au cours de la journée prévue d'interruption, un VJC égal à sa consommation de la même journée. Si la consommation de la journée prévue d'interruption diffère du VJC convenu, le volume journalier contractuel (VJC) du client sera égal à sa consommation de la journée prévue d'interruption.

Lors d'une journée d'interruption, le client en service de « gaz d'appoint concurrence » doit s'engager à livrer au distributeur, au cours de cette journée, un VJC égal à sa consommation de la même journée. Si la consommation de la journée prévue d'interruption diffère du VJC convenu, le VJC du client sera égal à sa consommation de la journée prévue d'interruption.

Les dispositions relatives aux révisions des VJC en service de gaz d'appoint sont identiques à celles des services de fourniture de gaz naturel avec ou sans transfert de propriété.

14.1.3 CALCUL DES PARAMÈTRES

Sous réserve l'article 18.1.4, les paramètres de consommation sont calculés comme suit :

14.1.3.1 Paramètres pour les clients en services de distribution D_M , D_3 et D_4

$$A = \frac{\text{volume du 1}^{\text{er}} \text{ octobre 2009 au 30 septembre 2010}}{\# \text{ jours du 1}^{\text{er}} \text{ octobre 2009 au 30 septembre 2010}}$$

$$H = \frac{\text{volume du 1}^{\text{er}} \text{ novembre 2009 au 31 mars 2010}}{\# \text{ jours du 1}^{\text{er}} \text{ novembre 2009 au 31 mars 2010}}$$

$$P = \text{consommation journalière maximale du 1}^{\text{er}} \text{ novembre 2009 au 31 mars 2010}$$

Pour les clients sans lecture quotidienne, la consommation journalière maximale des mois d'hiver est estimée de la façon suivante :

$$P = (\text{MaxC}) \times \text{multiplicateur}$$

où **MaxC** = Max de la consommation journalière moyenne de chacun de novembre 2009 à mars 2010

où **multiplicateur** = Minimum (2,1 – (1,1 x A ÷ MaxC) ; 1)

14.1.3 CALCUL DES PARAMÈTRES

Sous réserve de l'article 18.1.4, les paramètres de consommation sont calculés comme suit :

14.1.3.1 Paramètres pour les clients en services de distribution D_M , D_3 et D_4

$$A = \frac{\text{volume du 1}^{\text{er}} \text{ octobre 2009 au 30 septembre 2010}}{\# \text{ jours du 1}^{\text{er}} \text{ octobre 2009 au 30 septembre 2010}}$$

$$H = \frac{\text{volume du 1}^{\text{er}} \text{ novembre 2009 au 31 mars 2010}}{\# \text{ jours du 1}^{\text{er}} \text{ novembre 2009 au 31 mars 2010}}$$

$$P = \text{consommation journalière maximale du 1}^{\text{er}} \text{ novembre 2009 au 31 mars 2010}$$

Pour les clients sans lecture quotidienne, la consommation journalière maximale des mois d'hiver est estimée de la façon suivante :

$$P = (\text{MaxC}) \times \text{multiplicateur}$$

où **MaxC** = Maximum de la consommation journalière moyenne de chacun des mois de novembre 2009 à mars 2010

où **multiplicateur** = Minimum (2,1 – (1,1 x A ÷ MaxC) ; 1)

16.4.2.5 Retraits excédant 100 % du volume souscrit (Écrêtement des pointes)

Pour les retraits excédant 100 % du volume souscrit multiplié par le nombre de jours de la période de facturation pour un client sans lecture quotidienne et pour les retraits quotidiens excédant 100 % du volume souscrit pour un client avec lecture quotidienne :

Le taux unitaire moyen est établi à l'aide de la grille de taux ci-dessous à partir du palier auquel correspond le volume souscrit en pondérant les taux de chacun m³ au-delà du volume souscrit jusqu'à concurrence du volume quotidien moyen excédant le volume souscrit.

Première ligne du tableau

somme du volume souscrit et du volume moyen mensuel

16.4.2.5 Retraits excédant 100 % du volume souscrit (~~Écrêtement des pointes~~)

Pour les retraits excédant 100 % du volume souscrit multiplié par le nombre de jours de la période de facturation pour un client sans lecture quotidienne et pour les retraits quotidiens excédant 100 % du volume souscrit pour un client avec lecture quotidienne :

Le taux unitaire moyen applicable aux m³ excédant le volume souscrit est établi à l'aide de la grille de taux ci-dessous à partir du palier auquel correspond le volume souscrit en pondérant les taux de chacun des m³ au-delà du volume souscrit jusqu'à concurrence du volume quotidien moyen excédant le volume souscrit.

Première ligne du tableau

~~somme—du—volume~~ souscrit et ~~du~~ volume quotidien~~moyen-mensuel~~

ANNEXE 2

Suivis découlant de la présente décision

Annexe 2 (3 pages)

G. B.

M. T.

J.-F. V.

LISTE DES SUIVIS REQUIS PAR LA PRÉSENTE DÉCISION

A. LA RÉGIE DEMANDE QUE LES ÉLÉMENTS SUIVANTS SOIENT DÉPOSÉS PAR GAZ MÉTRO LORS DU PROCHAIN DOSSIER TARIFAIRE

1. Tenir des réunions techniques visant à permettre à Gaz Métro de faire une démonstration quantitative de la méthode d'allocation du coût de service. Les liens entre les résultats de l'étude de répartition des coûts et les structures tarifaires existantes pour les tarifs de distribution devront être examinés. Le distributeur devra fournir un rapport faisant état des discussions qui auront cours lors de ces rencontres et, le cas échéant, des pistes d'améliorations qui pourraient être apportées aux structures tarifaires.
2. Inclure au dossier tarifaire les informations demandées par TCE dans sa demande de renseignements n° 1 du présent dossier.
3. Présenter, à chaque dossier tarifaire, la prévision de la journée de pointe en utilisant 39 DJ et des conditions moyennes de vent à cette température.
4. Examiner la possibilité d'inclure au texte des *Conditions de service et Tarif* plus d'un point de livraison pour les clients désirant fournir leur propre gaz naturel. Lorsque le distributeur sera suffisamment avancé dans sa réflexion, présenter le résultat en groupe de travail. Ce groupe devra être composé des représentants des consommateurs et du personnel technique de la Régie. De plus, le distributeur devra présenter, lors du prochain dossier tarifaire, un rapport d'avancement de ce projet.
5. Présenter une justification complète quant aux quantités et aux modalités de renouvellement des contrats d'entreposage.
6. Former un groupe de travail pour examiner la question du nombre de jours d'interruption et les principes d'établissement du tarif d'équilibrage pour la clientèle interruptible. Le groupe de travail devra examiner aussi le tarif d'équilibrage pour les clients en gaz d'appoint concurrence. Au terme de ces rencontres, Gaz Métro devra formuler des propositions sur ces questions dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

7. Présenter une description détaillée des méthodes d'établissement des coûts des clients GNL utilisés pour chacun des éléments énoncés à la décision D-2010-057, tant en mode prévisionnel qu'en mode réel. Présenter la proposition en réunion technique, préalablement au dépôt du prochain dossier tarifaire.
8. Déposer une mise à jour de la *Stratégie de gestion des actifs* faisant le point, en outre, sur la grille de priorisation utilisée dans la gestion des risques de même qu'un échéancier plus précis et une évaluation des coûts anticipés pour les prochaines années.
9. Communiquer le rapport annuel relatif à l'état d'avancement du déploiement du système de gestion des actifs dans le cadre des prochains dossiers tarifaires.
10. Déposer le rapport d'évaluation des PRC et PRRC.
11. Présenter, en matière de conditions de service, la position de Gaz Métro quant à la nécessité, ou non, qu'il y ait utilisation du service pour qu'un contrat présumé intervienne entre l'occupant d'un local et le distributeur.

B. LA RÉGIE DEMANDE QUE LES ÉLÉMENTS SUIVANTS SOIENT DÉPOSÉS PAR GAZ MÉTRO LORS D'UN DOSSIER TARIFAIRE ULTÉRIEUR

1. Ajuster, dès que possible, la capacité de transport C1 en fonction des besoins réévalués à la suite de la conclusion du contrat d'échange de $1\,004\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.
2. Diminuer, dès que possible, la capacité de transport M12 en fonction de la capacité de transport Parkway — Gmi EDA augmentée du gaz de compression requis.

C. LA RÉGIE DEMANDE QUE LES ÉLÉMENTS SUIVANTS SOIENT DÉPOSÉS PAR GAZ MÉTRO LORS DES DOSSIERS DE FERMETURE À COMPTER DU 30 SEPTEMBRE 2011

1. Identifier les revenus totaux d'extraction de liquides de gaz naturel réalisés au cours de l'année, tels qu'intégrés au calcul du tarif de fourniture et du gaz de compression.

2. Établir les coûts réellement encourus pour l'activité de vente de GNL en prenant en compte les volumes de GNL réellement consommés. En ce qui concerne les coûts de transport supplémentaire requis pour assurer la fiabilité du réseau, le coût identifié au dossier de fermeture devra être le même que celui prévu au dossier tarifaire.

D. LA RÉGIE DEMANDE QUE L'ÉLÉMENT SUIVANT SOIT TRAITÉ PAR GAZ MÉTRO PAR VOIE ADMINISTRATIVE

1. Réviser le document explicatif du calcul du service du tarif de fourniture du gaz naturel et du gaz de compression (suivi de la décision D-2008-083) pour intégrer les modifications liées à l'extraction de liquides de gaz naturel.

Tab 4

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
District de Montréal

No. R-3809-2012

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO, société dûment constituée, ayant sa principale place d'affaires au 1717, rue du Havre, en les ville et district de Montréal, province de Québec,

(ci-après la «Demanderesse» ou «Gaz Métro»),

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE
MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF DE SOCIÉTÉ EN
COMMANDITE GAZ MÉTRO À COMPTER DU 1^{er} OCTOBRE 2012**
[Articles 31(1), 32, 48, 49, 52, 72 et 74 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*,
L.R.Q. c. R-6.01 (la «Loi»)]

LA DEMANDERESSE DÉCLARE RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

1. Elle est un distributeur de gaz naturel et, à ce titre, elle est assujettie à la juridiction de la Régie de l'énergie (la «Régie»), conformément aux dispositions de la Loi;
2. Gaz Métro s'adresse à la Régie pour faire approuver son plan d'approvisionnement ainsi que pour faire modifier ses tarifs et certaines autres conditions auxquelles le gaz naturel sera transporté, livré et fourni aux consommateurs à compter du 1^{er} octobre 2012;
3. Gaz Métro demande que ses tarifs soient ainsi modifiés à compter du 1^{er} octobre 2012 de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis pour l'année tarifaire 2012-2013;
4. Gaz Métro déposera son dossier en deux phases. La première phase traitera des sujets suivants :
 - Le plan d'approvisionnement;
 - L'évolution historique et la valeur des « Futures » des différentiels de lieu par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange du gaz naturel dans le nord-est des États-Unis;
 - La méthode d'établissement des coûts pour les ventes de GNL;
 - L'historique des achats à Dawn;
 - Le projet multipoints et la stratégie de déplacement de la structure d'approvisionnement d'Empress vers Dawn;

- Le programme de dérivés financiers;
 - Les modifications tarifaires concernant les interruptions; et
 - L'indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement.
5. La phase 2 portera sur toutes les autres demandes du présent dossier tarifaire, incluant le taux de rendement de Gaz Métro et sera déposée en novembre 2012;

A- DEMANDE INTERLOCUTOIRE DE RECONDUCTION PROVISOIRE DU TARIF 2011-2012 À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2012

6. Considérant qu'une décision finale de la Régie n'aura pas été rendue le 1^{er} octobre 2012, Gaz Métro demande à la Régie d'ordonner la reconduction provisoire, à compter du 1^{er} octobre 2012, des *Conditions de service et Tarif* en vigueur durant l'année 2011-2012 et ce, jusqu'à ce qu'une décision finale intervienne dans le présent dossier;

B- PHASE 1

I- Plan d'approvisionnement de Gaz Métro (Pièces Gaz Métro-1, Documents 1 et 3 à 13)

7. Tel que requis par l'article 72 de la Loi, Gaz Métro a préparé son plan d'approvisionnement qui traite à la fois de ses besoins annuels ainsi que de ses besoins sur un horizon de 3 ans;
8. Gaz Métro y présente notamment les hypothèses desquelles découle sa prévision de la demande en gaz naturel sur l'horizon 2013-2015, sa stratégie d'approvisionnement pour satisfaire à la demande projetée durant cette période, les contrats d'approvisionnement existants ainsi que la planification des approvisionnements pour l'année 2013;
9. Au niveau de sa stratégie d'approvisionnement, Gaz Métro poursuit une stratégie entreprise il y a quelques années qui vise à rapprocher sa structure d'approvisionnement de son territoire en transférant le point de départ de ses capacités de transport d'Empress à Dawn;
10. Cette stratégie de déplacement de la structure d'approvisionnement génère des économies significatives pour l'ensemble de la clientèle de l'activité réglementée;
11. Gaz Métro souhaitait présenter pour approbation par la Régie dans le cadre de la présente cause tarifaire, une pièce importante de sa stratégie qui consistait à demander à Union et à TCPL de construire des capacités additionnelles sur leurs tronçons respectifs entre d'une part, Dawn et d'autre part, GMI EDA ou GMI NDA, le tout avec l'objectif ultime de disposer de ces capacités additionnelles en 2016 et de délaissier presque entièrement Empress comme point de livraison;

-
12. Toutefois, au printemps 2012, TCPL et Union ont lancé des appels d'offres visant la mise en service de capacités additionnelles pour l'automne 2014 sur les tronçons recherchés par Gaz Métro, obligeant par le fait même Gaz Métro à accélérer sa stratégie de déplacement vers Dawn;
 13. Parallèlement à ces deux appels d'offres, Gaz Métro a eu l'opportunité de conclure un échange entre Dawn et GMI EDA sur le marché secondaire pour une durée de 10 ans à compter du 1^{er} novembre 2013;
 14. Fort des résultats des analyses effectuées qui concluaient à des économies substantielles pour la clientèle de l'activité réglementée, Gaz Métro a saisi l'occasion de contracter l'échange qui lui était offert sur le marché secondaire et a déposé des soumissions, qui ont ultérieurement été acceptées, dans le cadre des appels d'offres lancés par Union et TCPL;
 15. Les capacités additionnelles qui seront disponibles sur TCPL et Union font en sorte que Gaz Métro pourrait déplacer sa structure d'approvisionnement vers Dawn dès le 1^{er} novembre 2014;
 16. En ce qui a trait à ses contrats d'approvisionnement existants, plus particulièrement les contrats de fourniture provenant de Dawn, Gaz Métro doit fonctionnaliser leur coût en fonction du coût de la molécule à Empress auquel on ajoute un différentiel de lieu;
 17. Dans sa décision D-2011-162, la Régie a approuvé la méthode de fonctionnalisation proposée par Gaz Métro tout en lui demandant de revoir celle-ci en fonction du projet d'approvisionnement multipoint;
 18. Or, considérant la recommandation de Gaz Métro à l'égard de ce projet – recommandation qui est plus amplement exposée ci-dessous et dans la pièce Gaz Métro-1, Document 16 – et le déplacement de sa stratégie d'approvisionnement vers Dawn prévu pour le 1^{er} novembre 2014, Gaz Métro n'a pas revu cette méthode;
 19. Gaz Métro propose plutôt de réutiliser la méthode approuvée dans la décision D-2011-162 pour les années tarifaires 2013 et 2014 et elle suggérera une nouvelle méthode de fonctionnalisation au plus tard dans le cadre de la cause tarifaire 2015 qui sera celle où le déplacement de la structure d'approvisionnement se concrétisera;
 20. Bref, Gaz Métro demande à la Régie d'approuver le plan d'approvisionnement, celui-ci étant plus amplement exposé aux pièces Gaz Métro-1, Documents 1 et 3 à 13, incluant le déplacement de la stratégie d'approvisionnement vers Dawn ainsi que l'utilisation de la méthode de fonctionnalisation approuvée dans la décision D-2011-162 pour les années tarifaires 2013 et 2014;

II- Évolution historique et valeur des « Futures » des différentiels de lieu par rapport à Henry Hub – suivi de la décision D-2011-182 (Pièce Gaz Métro-1, Document 2)

21. En suivi de la décision D-2011-182, paragraphe 41, Gaz Métro dépose la pièce Gaz Métro-1, Document 2 qui fournit l'évolution historique et la valeur des « Futures » des différentiels de lieu par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange du gaz naturel situés dans le nord-est des États-Unis;
22. Gaz Métro demande à la Régie de déclarer que les renseignements ainsi fournis répondent au suivi demandé;

III- Méthode d'établissement des coûts pour les ventes de GNL (Pièce Gaz Métro-1, Document 14)

23. Gaz Métro a calculé l'ensemble des coûts associés aux ventes de GNL à GMST conformément aux décisions D-2010-057, D-2010-144 et D-2011-030, tel que plus amplement exposé dans la pièce Gaz Métro-1, Document 14;
24. Dans l'établissement de ces coûts, Gaz Métro a également tenu compte des ajustements qu'elle suggère dans le cadre du dossier R-3800-2012 qui sont liés à la possibilité de liquéfier en hiver;
25. Gaz Métro demande à la Régie d'approuver les coûts établis liés à la vente de GNL;

IV- Historique des achats à Dawn – suivi de la décision D-2011-153 (Pièce Gaz Métro-1, Document 15)

26. En suivi de la décision D-2011-153, paragraphe 21, Gaz Métro dépose la pièce Gaz Métro-1, Document 15, qui fournit, pour chacune des cinq dernières années, un comparatif entre d'une part, le prix moyen de ses achats à Dawn, pondérés par les volumes transigés, et d'autre part, les prix mensuels à Dawn selon un indice publié;
27. Gaz Métro demande à la Régie de déclarer que la comparaison historique des achats à Dawn présentée dans la pièce Gaz Métro-1, Document 15, répond au suivi demandé;

V- Projet d'approvisionnement multipoint – suivi de la décision D-2011-164 (Pièce Gaz Métro-1, Document 16)

28. Dans sa décision D-2011-164, paragraphes 41 et 42, la Régie demandait à Gaz Métro de présenter une solution globale à la problématique des approvisionnements multipoint des clients en achat direct;
29. Or, les études et analyses effectuées par Gaz Métro et présentées dans le cadre des réunions du groupe de travail autorisé par la Régie et auxquelles a participé son personnel technique,

font en sorte qu'elle ne recommande pas d'offrir aux clients en achat direct la possibilité de livrer leur gaz naturel en plusieurs points, le tout tel que plus amplement exposé dans la pièce Gaz Métro-1, Document 16;

30. Gaz Métro demande donc à la Régie de déclarer que les études et analyses effectuées au sujet du projet de livraison multipoint sont satisfaisantes et que la décision de mettre un terme à ce projet est justifiée;
31. En lieu et place du projet d'approvisionnement multipoint, Gaz Métro propose de déplacer vers Dawn sa structure d'approvisionnement, tel que plus amplement exposé dans les pièces Gaz Métro-1, Documents 1 et 16;

VI- Programme de dérivés financiers (Pièce Gaz Métro-2, Document 1)

32. En 2001, la Régie approuvait le programme de dérivés financiers de Gaz Métro sous sa forme actuelle;
33. Au fil des ans, ce programme a permis d'aplanir les variations du coût du gaz facturé à la clientèle en gaz de réseau;
34. Depuis quelques années, le coût du gaz naturel a chuté de façon importante, provoquant chez Gaz Métro une réflexion eu égard à l'à-propos de ce programme;
35. Cette réflexion a conduit Gaz Métro à conclure que le programme de dérivés financiers devait être reconduit, pour les raisons plus amplement exposées dans la pièce Gaz Métro-2, Document 1;
36. Par conséquent, Gaz Métro demande à la Régie d'approuver les volumes totaux pouvant être protégés ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixe, tel que plus amplement détaillé à la pièce Gaz Métro-2, Document 1;

VII- Modifications tarifaires concernant les interruptions (Pièce Gaz Métro-3, Document 1)

37. À l'heure actuelle, l'article 16.4.2.6 des *Conditions de service et Tarif* prévoit qu'en cas de consommation par un client interruptible lors d'une interruption, celui-ci devra payer la pénalité prévue à cet article pour son retrait interdit;
38. Cependant, l'évolution du coût du gaz naturel face à des énergies alternatives fait en sorte que la pénalité prévue à l'article 16.4.2.6 des *Conditions de service et Tarif* n'a plus l'effet dissuasif escompté;
39. Or, dans certaines régions tel que le Saguenay-Lac-Saint-Jean, la capacité du réseau pourrait ne plus suffire à la demande des clients continus si les clients interruptibles

n'interrompent pas leur consommation tel que requis par un avis d'interruption, ayant comme conséquence la perte du réseau d'une partie de cette région;

40. Gaz Métro propose donc de réviser certains articles déjà existants des *Conditions de service et Tarif* de même que d'en ajouter des nouveaux, le tout tel que plus amplement exposé dans la pièce Gaz Métro-3, Document 1;
41. Gaz Métro demande donc à la Régie d'approuver les modifications ou les ajouts proposés aux articles 1.3, 16.4.2.6 et 16.4.6 des *Conditions de service et Tarif*, tel que plus amplement exposé dans la pièce Gaz Métro-3, Document 1;

VIII- Proposition d'un indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement (Pièce Gaz Métro-4, Document 1)

42. Dans le cadre de sa décision D-2010-116, la Régie a autorisé Gaz Métro et les intervenants (collectivement désignés comme le « Groupe de travail ») à entreprendre la négociation d'un nouveau mécanisme incitatif, celui alors en vigueur venant à expiration le 30 septembre 2012;
43. Le 2 septembre 2011, Gaz Métro déposait l'entente négociée par le Groupe de travail et demandait l'autorisation de tenir trois séances de travail additionnelles auxquelles assisterait le personnel technique de la Régie afin de définir un indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement, autorisation qui fut ultérieurement accordée par la Régie;
44. Ces rencontres ont résulté en un indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement qui quantifie la variation du coût de la structure d'approvisionnement pour une année donnée par rapport à celui de la structure d'approvisionnement pour l'année de référence 2010 actualisée pour cette même année donnée de même que la méthode de partage de la valeur créée, le tout tel que plus amplement exposé à la pièce Gaz Métro-4, Document 1;
45. Gaz Métro demande à la Régie d'approuver cet indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement;
46. Subsidiairement, advenant que ce nouvel indicateur de performance ne puisse pas être mis en place pour l'année tarifaire 2013 et considérant que le mécanisme incitatif proposé par le Groupe de travail a été rejeté par la décision D-2012-076, Gaz Métro propose, comme modalités intérimaires de bonification des transactions d'optimisation pour cette même année, que la Régie reconduise les termes de l'article 3.2.2 du mécanisme incitatif en vigueur jusqu'au 30 septembre 2012 et autorisé par la décision D-2007-047;
47. En lien avec la demande subsidiaire, Gaz Métro demande à la Régie d'approuver des revenus projetés s'élevant à 0 \$ pour les transactions opérationnelles et 1 350 008 \$ pour

les transactions financières, tel que plus amplement exposé dans la pièce Gaz Métro-1, Document 1;

48. En terminant, Gaz Métro propose qu'une décision soit rendue au plus tard le 23 novembre 2012. De cette façon, Gaz Métro pourra compléter toutes les transactions nécessaires avant le 1^{er} décembre 2012 afin de disposer dès cette date des outils suffisants pour faire face à la demande projetée durant l'hiver 2013;
49. Également, une décision avant le 23 novembre 2012 ferait en sorte que les modifications aux *Conditions de service et Tarif* seraient en vigueur avant le début de la période de l'hiver et donnerait à Gaz Métro des outils pour prévenir une situation où la capacité du réseau de la région du Saguenay pourrait ne plus suffire à la demande des clients continus.

C- PHASE 2

50. La demande de Gaz Métro ainsi que la preuve relative à la Phase 2 seront déposées auprès de la Régie en novembre 2012;
51. Dans l'intervalle, Gaz Métro demande à la Régie de réserver ses droits à l'égard des sujets qui feront l'objet de la Phase 2;
52. La présente demande est bien fondée en faits et en droit.

PAR CES MOTIFS, PLAISE À LA RÉGIE:

DANS LE CADRE DE LA DEMANDE INTERLOCUTOIRE DE RECONDUCTION PROVISOIRE DES *CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF* 2011-2012 À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2012 :

ORDONNER la reconduction provisoire à compter du 1^{er} octobre 2012 des *Conditions de service et Tarif* en vigueur durant l'année 2011-2012 et ce, jusqu'à ce qu'une décision finale intervienne dans le présent dossier;

DANS LE CADRE DE LA PHASE 1 DU PRÉSENT DOSSIER :

À l'égard du plan d'approvisionnement (Gaz Métro-1, Documents 1 et 3 à 13)

APPROUVER le plan d'approvisionnement incluant la stratégie de déplacement de la structure d'approvisionnement d'Empress à Dawn ainsi que l'utilisation de la méthode de fonctionnalisation approuvée dans la décision D-2011-162 pour les années tarifaires 2013 et 2014;

À l'égard de l'évolution historique et valeur des « Futures » des différentiels de lieu par rapport à Henry Hub – suivi de la décision D-2011-182 (Pièce Gaz Métro-1, Document 2)

DÉCLARER que les renseignements fournis dans la pièce Gaz Métro-1, Document 2, répondent au suivi demandé au paragraphe 41 de la décision D-2011-182;

À l'égard de l'établissement des coûts pour les ventes de GNL (Gaz Métro-1, Document 14)

APPROUVER les coûts établis par Gaz Métro qui sont liés à la vente de GNL;

À l'égard de l'historique des achats à Dawn – suivi de la décision D-2011-153 (Pièce Gaz Métro-1, Document 15)

DÉCLARER que la comparaison historique des achats à Dawn présentée dans la pièce Gaz Métro-1, Document 15, répond au suivi demandé au paragraphe 21 de la décision D-2011-153;

À l'égard du projet d'approvisionnement multipoint – suivi de la décision D-2011-164 (Pièce Gaz Métro-1, Document 16)

DÉCLARER que les études et analyses effectuées en réponse au suivi demandé par la Régie dans la décision D-2011-182, aux paragraphes 41 et 42, au sujet du projet de livraison multipoint sont satisfaisantes et que la décision de mettre un terme à ce projet est justifiée;

À l'égard du programme de dérivés financiers (Pièce Gaz Métro-2, Document 1)

APPROUVER les volumes totaux pouvant être protégés ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixe, tel que plus amplement détaillé à la pièce Gaz Métro-2, Document 1

À l'égard des modifications tarifaires concernant les interruptions (Pièce Gaz Métro-3, Document 1)

APPROUVER les modifications proposées à l'article 16.4.2.6 des *Conditions de service et Tarif* à l'égard de la pénalité devant être payée par le client qui effectue un retrait interdit;

APPROUVER l'ajout proposé à l'article 1.3 des *Conditions de service et Tarif* relatif à la définition de « retrait interdit »;

APPROUVER l'ajout proposé à l'article 16.4.6, par. 1^o ainsi que l'ajout des paragraphes 6^o et 7^o, aux *Conditions de service et Tarif* relatif à l'ordre dans lequel les interruptions sont

effectuées en cas d'enjeux opérationnels et aux diverses possibilités offertes à Gaz Métro advenant des retraits interdits;

À l'égard de la proposition d'un indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement (Pièce Gaz Métro-4, Document 1)

APPROUVER l'indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement tel que présenté dans la pièce Gaz Métro-4, Document 17;

SUBSIDIAIREMENT

APPROUVER la reconduction de l'incitatif à la performance à l'égard du transport et de l'équilibrage prévu à la section 3.2.2 du mécanisme incitatif autorisé par la Régie dans sa décision D-2007-047 et ce, pour l'année tarifaire 2013.

APPROUVER des revenus projetés de 0 \$ pour les transactions opérationnelles et de 1 350 008 \$ pour les transactions financières;

DANS LE CADRE DE LA PHASE 2 DU PRÉSENT DOSSIER:

RÉSERVER les droits de Gaz Métro quant à la production éventuelle d'une demande amendée et d'une preuve relative à la Phase 2.

Montréal, le 6 juillet 2012

(s) Vincent Regnault

M^e Vincent Regnault
Procureur de la demanderesse
1717, rue du Havre
Montréal (Québec) H2K 2X3
téléphone : (514)-598-3102
télécopieur : (514)-598-3839
adresse courriel pour ce dossier : dossiers.reglementaires@gazmetro.com

TAB 5



Ontario Energy Board

GAS DISTRIBUTION ACCESS RULE

AMENDED SEPTEMBER 6, 2012
(REPLACING VERSION ISSUED April 1, 2012)
(ORIGINALLY ISSUED DECEMBER 11, 2002)

TABLE OF CONTENTS

1.	GENERAL AND ADMINISTRATIVE PROVISIONS.....	1
1.1	Purpose of this Rule.....	1
1.2	Definitions.....	1
1.3	Consumer's Agent.....	3
1.4	Coming into Force.....	3
1.5	Exemptions.....	3
1.6	Filing Requirements.....	4
2.	ACCESS TO GAS DISTRIBUTION SERVICES.....	5
2.1.	Gas Distributor Provides Services.....	5
2.2	Connection to and Expansion of a Gas Distribution System.....	5
2.3.	Gas Distributor Record Keeping Responsibilities.....	5
3	GAS DISTRIBUTOR-GAS VENDOR RELATIONS.....	6
3.1	General.....	6
3.2	Service Agreement.....	6
3.3	Gas Vendor Information.....	6
3.3.1	<i>Use of Gas Vendor Information.....</i>	<i>6</i>
3.3.2	<i>Restrictions on Disclosure.....</i>	<i>7</i>
3.4	Financial Security Arrangements With Gas Vendors.....	7
3.4.1	<i>Financial Security Arrangements.....</i>	<i>7</i>
3.4.2	<i>Filing Requirement.....</i>	<i>7</i>
4	SERVICE TRANSACTION REQUESTS.....	8
4.1	General.....	8
4.2	STR Information Requirements.....	8
4.3	Processing and Verification.....	9
4.3.1	<i>Gas Distributor Obligations.....</i>	<i>9</i>
4.3.2	<i>STR Acceptance.....</i>	<i>9</i>
4.3.3	<i>Initial Screening.....</i>	<i>9</i>
4.3.4	<i>Additional Information.....</i>	<i>10</i>
4.3.5	<i>Processing a Change from System Gas to a Gas Vendor.....</i>	<i>10</i>
4.3.6	<i>Processing a Change from Current Gas Vendor to New Gas Vendor.....</i>	<i>11</i>

4.3.7	<i>Processing a Change from a Gas Vendor to System Gas</i>	12
4.3.8	<i>Processing a Change of Billing Option</i>	12
4.3.9	<i>Processing a Request for Relocation When a Gas Vendor Provides Service</i>	12
4.4	Notification Requirements	13
4.5	STR Implementation Date	13
4.6	Implementation Deadline	13
4.7	Electronic Business Transaction System	13
5	CONSUMER INFORMATION	14
5.1	Description of Consumer Information	14
5.2	Use of Consumer Information	14
5.3	Restrictions on Disclosure	15
5.4	Retention of Consumer Information	15
5.5	Release of Information	15
5.6	Access to the Meter	15
6	BILLING	16
6.1	Gas Distributor Obligations	16
6.2	Risk of Non-Payment	16
7	SERVICE QUALITY REQUIREMENTS PERFORMANCE AND MEASUREMENT	17
7.1	General Provisions	17
7.2	Identifying Service Quality Requirements	17
7.3	Definitions and Performance Measurements	17
7.3.1	<i>Telephone Answering Performance</i>	17
7.3.2	<i>Billing Performance</i>	18
7.3.3	<i>Meter Reading Performance</i>	18
7.3.4	<i>Service Appointment Response Time</i>	19
7.3.5	<i>Gas Emergency Response</i>	19
7.3.6	<i>Customer Complaint Written Response</i>	20
7.3.7	<i>Reconnection Response Time</i>	21
8	Customer Service Standards and Practices Applicable to Residential Customers	22
8.1	General	22
8.2	Policy to be Published	22
8.3	Compliance	22

8.4	Dispute Resolution	23
8.5	Revisions to a Customer Service Policy	23

1. GENERAL AND ADMINISTRATIVE PROVISIONS

1.1 Purpose of this Rule

1.1.1 The purpose of this Rule is to:

- establish conditions of access to gas distribution services provided by a gas distributor;
- establish rules governing the conduct of a gas distributor as such conduct relates to a gas vendor; and
- establish Service Quality Requirements for natural gas distributors

consistent with the guiding objectives outlined in section 2 of the Act.

1.2 Definitions

1.2.1 In this Rule:

“Act” means the Ontario Energy Board Act, 1998, S.O. 1998, c.15, Schedule B;

“consumer information” means the data and/or information collected and maintained by a gas distributor pursuant to section 5.1 of this Rule;

“consumer” means a person who uses gas for that person’s own consumption;

“Customer Service Policy” means the document developed by a rate-regulated gas distributor in accordance with chapter 8 of this Rule that describes the customer service-related standards and practices applicable to its residential customers;

“E.B.O. 188 Report” means the Report of the Board, January 30, 1998 in the Matter of a Hearing to Inquire into, Hear and Determine Matters Relating to Natural Gas System Expansion for The Consumers’ Gas Company Ltd., Union Gas Limited and Centra Gas Ontario Inc.;

“eligible low-income customer” means a residential customer who:

- has a pre-tax household income at or below the most recent pre-tax Low Income Cut-Off, according to Statistics Canada, plus 15%, taking into account family size and community size, as qualified by a Social Service Agency or Government Agency; or
- has been qualified for Emergency Financial Assistance;

“Emergency Financial Assistance” means any Board-approved emergency financial assistance, or other financial assistance made available by a distributor, to eligible low-income customers;

“franchise area” means the area of the Province of Ontario either, for which a gas distributor holds a Certificate of Public Convenience and Necessity granted by the Board, or in which a gas distributor was supplying gas on April 1, 1933;

“gas distribution system” means the system used to provide gas distribution services;

“gas distribution services” means the services related to the delivery of gas to a consumer, including related safety functions such as emergency leak response, line locates, inspection, and provision of safety information;

“gas distributor” means a person who delivers gas to a consumer;

“gas distributor-consolidated billing” means a method of billing whereby a gas distributor issues a single bill to a consumer setting out the charges for gas distribution services and the charges for the gas commodity;

“gas vendor information” means data and/or information provided by a gas vendor to a gas distributor concerning that gas vendor;

“gas vendor” means a person who,

- sells or offers to sell gas to a consumer,
- acts as the agent or broker for a seller of gas to a consumer, or
- acts or offers to act as the agent or broker of a consumer in the purchase of gas;

“gas vendor-consolidated billing” means a method of billing whereby a gas vendor issues a single bill to a consumer setting out the charges for gas distribution services and the charges for the gas commodity;

“meter” means a device owned or controlled by a gas distributor and used to measure the units of gas consumption which form the basis for billing the consumer;

“rate-regulated gas distributor” means a gas distributor whose rates are approved by the Board pursuant to section 36 of the Act;

“Rule” means this rule entitled the “Gas Distribution Access Rule”;

“Service Agreement” means the agreement more specifically described in section 3.2 of this Rule that sets out certain aspects of the relationship between a gas distributor and a gas vendor;

“Service Transaction Request” or “STR” means a direction to a gas distributor more specifically described in chapter 4 of this Rule;

“social service agency or government agency” means:

- a social service agency or government agency that partners with a given distributor to assess eligibility for Emergency Financial Assistance; or
- a social service agency or government agency that assesses eligibility for other energy financial assistance programs, and partners with a given distributor to qualify customers for eligibility under chapter 8 of this Rule;

“split billing” means a method of billing whereby the gas distributor issues a bill to a consumer setting out the charges for gas distribution services, and the gas vendor issues a bill to a consumer setting out the charges for the gas commodity; and

“system gas” means gas which is sold or available to be sold by a gas distributor to a consumer.

1.3 Consumer’s Agent

- 1.3.1 For the purposes of this Rule, any action required or permitted to be performed by a consumer may be performed by an agent authorized in writing by the consumer.

1.4 Coming into Force

- 1.4.1 This Rule shall come into force on December 11, 2002, subject to subsections 1.4.2., 1.4.3, and 1.4.4. Any amendment to this Rule shall come into force on the date that the Board publishes the amendment by placing it on the Board’s website after it has been made by the Board, except where expressly provided otherwise.
- 1.4.2 Section 3.2 of this Rule shall come into force on January 1, 2007.
- 1.4.3 Chapter 4 of this Rule shall come into force on June 1, 2007.
- 1.4.4 Subsection 6.1.2.3 of this Rule shall come into force on January 1, 2007.
- 1.4.5 Chapter 7 of this Rule shall come into force on January 1, 2007.
- 1.4.6 Chapter 8 of this Rule, together with the amendment to section 1.2.1 to include the definition of “Customer Service Policy”, shall come into force on April 1, 2012.
- 1.4.7 Subsection 8.1.3 and the amendments to subsection 1.2.1 to include the definition of “eligible low-income customer”, “Emergency Financial Assistance” and “social service agency or government agency” shall come into force on January 1, 2013.

1.5 Exemptions

- 1.5.1 The Board may grant an exemption to any provision of this Rule. An exemption may be made in whole or in part and may be subject to conditions or restrictions.

1.6 Filing Requirements

- 1.6.1 A gas distributor shall provide, in the manner, and form, and by the date determined by the Board, such information as the Board may require.

2. ACCESS TO GAS DISTRIBUTION SERVICES

2.1. Gas Distributor Provides Services

- 2.1.1 A gas distributor shall provide gas distribution services in a non-discriminatory manner.
- 2.1.2 A gas distributor shall respond to all requests for gas distribution services from a person in a timely manner. The gas distributor shall record, at a minimum, the receipt and response dates of each such request.

2.2 Connection to and Expansion of a Gas Distribution System

- 2.2.1 A gas distributor shall connect a building to its gas distribution system in accordance with subsection 42(2) of the Act.
- 2.2.2 A rate-regulated gas distributor shall assess and report on expansion to its gas distribution system in accordance with the guidelines contained in the E.B.O. 188 Report.

2.3. Gas Distributor Record Keeping Responsibilities

- 2.3.1 A gas distributor shall create or obtain, and maintain records relating to the following matters within its franchise area:
- system configuration;
 - system operating limitations; and
 - documents sufficient to demonstrate compliance with the requirements of this Rule.
- 2.3.2 The gas distributor shall file records described in subsection 2.3.1 of this Rule with the Board, if requested by the Board.

3 GAS DISTRIBUTOR-GAS VENDOR RELATIONS

3.1 General

- 3.1.1 A gas distributor shall conduct all relations with gas vendors in a non-discriminatory manner.

3.2 Service Agreement

- 3.2.1 A gas distributor shall enter into a Service Agreement, in a form approved by the Board, with each gas vendor who provides, or advises the gas distributor that it intends to provide, gas supply services to consumers in the gas distributor's franchise area.
- 3.2.2 A Service Agreement shall, at a minimum, include the following matters:
- the processing of STRs, as required in chapter 4 of this Rule;
 - any right of a gas distributor to use consumer information in addition to those circumstances set out in section 5.2 of this Rule;
 - any purposes for which the gas distributor may use gas vendor information, as provided for in subsection 3.3.1 of this Rule;
 - the specific financial security arrangements between the gas distributor and the gas vendor, in accordance with the requirements of the security arrangements as described in section 3.4 of this Rule;
 - terms and conditions of billing arrangements, including payment, interest on overdue accounts, and account finalization procedures;
 - events of default, and procedures in the event of default;
 - the procedures for finalizing changes in gas supply or billing option, including determination of effective dates;
 - a dispute resolution process; and
 - the obligation to include any safety information and any other information required by the Board in bills to consumers.
- 3.2.3 Despite subsection 3.2.1 of this Rule, a gas distributor and a gas vendor may include terms and conditions in their Service Agreement which are different from those in the Board-approved form of Service Agreement, providing none of the terms or conditions in the Service Agreement are in conflict with any rule or order of the Board.
- 3.2.4 A gas distributor shall file any Service Agreement with the Board, if requested by the Board.

3.3 Gas Vendor Information

3.3.1 Use of Gas Vendor Information

- 3.3.1.1 A gas distributor shall only use gas vendor information:

(a) for purposes expressly set out in the Service Agreement; or

(b) as otherwise authorized by the Board.

3.3.2 *Restrictions on Disclosure*

3.3.2.1 A gas distributor shall not disclose any data or information acquired by the gas distributor regarding a gas vendor to anyone other than the Board or as otherwise required by law, without the written consent of that gas vendor, unless specifically authorized by the Board.

3.3.2.2 A gas distributor may disclose information that has been sufficiently aggregated such that an individual gas vendor's information cannot reasonably be identified.

3.4 **Financial Security Arrangements With Gas Vendors**

3.4.1 *Financial Security Arrangements*

3.4.1.1 A gas distributor's security arrangements with each gas vendor shall be reasonable, and shall include:

- a list of the types of security that may be required;
- a description of how the amount of security is calculated;
- the limits on the amount of security required;
- the planned frequency and timing for updating the security arrangements;
- interest payable on deposits;
- provisions related to the cancellation of security arrangements; and
- conditions of default and realization of the security.

3.4.1.2 A gas distributor shall apply its security policy in a non-discriminatory manner taking into account:

- the type of security;
- the credit-worthiness of the gas vendor; and
- the magnitude of exposure.

In estimating the magnitude of exposure, a gas distributor shall consider factors such as: the number of consumers served by the gas vendor, the average consumption of consumers served by the gas vendor, the length of the billing cycle, and the type of billing in place (e.g. gas vendor-consolidated, gas distributor-consolidated, or split billing).

3.4.2 *Filing Requirement*

3.4.2.1 A gas distributor shall provide a copy of its security policy to the Board and any other person, if requested.

4 SERVICE TRANSACTION REQUESTS

4.1 General

4.1.1 A gas distributor shall take every reasonable step to ensure that all information concerning consumers in the gas distributor's franchise area, including the identity of the consumer's gas vendor and billing option, is accurate and up-to-date.

4.1.2 This Rule addresses the following types of STRs:

- a change of gas supply from system gas to a gas vendor;
- a change of gas supply from one gas vendor to another gas vendor;
- a change of gas supply from a gas vendor to system gas;
- a change in billing option for a consumer; and
- a change in consumer service address when a gas vendor provides service.

A gas distributor shall process any request for a change or modification in service that is not included in the above list in accordance with the gas distributor's normal business practices.

4.1.3 Nothing in chapter 4 of this Rule shall be interpreted as in any way interfering with the contractual rights or obligations of gas distributors, gas vendors or consumers or the remedies available to gas distributors, gas vendors or consumers to enforce those contractual rights or obligations.

4.2 STR Information Requirements

4.2.1 A gas distributor shall be capable of processing, at a minimum, the following information as part of the STR process:

Consumer Identification Information

- consumer name;
- service address, including postal code, for which the change in service is requested;
- consumer mailing address, including postal code;
- consumer distribution service account number;
- meter identification number;

Gas Vendor Identification Information

- consumer account number with the gas vendor;
- gas vendor account number with the gas distributor;

Service Transaction Information

- type of STR;
- specific date on which the transfer is requested or the earliest date after which transfer is acceptable to the gas vendor or the consumer;
- proposed method for finalizing the account;
- identification of the intended billing option; and

- new consumer service address, including postal code.

4.3 Processing and Verification

4.3.1 Gas Distributor Obligations

4.3.1.1 A gas distributor shall process STRs in the order in which they are received, and in accordance with the process set out below. The gas distributor shall record, at a minimum, the receipt and response dates of each request.

4.3.2 STR Acceptance

4.3.2.1 A gas distributor shall accept an STR from:

- (a) a consumer:
 - for a change of gas supply for that consumer from a gas vendor to system gas; or
 - for a change in that consumer's service address.
- (b) a consumer's current gas vendor:
 - for a change in billing option for a consumer;
 - for a change of gas supply for a consumer from the gas vendor to system gas pursuant to subsections 4.3.7.4, 4.3.7.5, 4.3.7.6 of this Rule; or
 - for a change in a consumer's service address.
- (c) a consumer's new gas vendor:
 - for a change of gas supply for a consumer from system gas to a gas vendor; or
 - for a change of gas supply for a consumer from one gas vendor to another, including a change in billing option.

4.3.2.2 If an STR is submitted by any other person, the gas distributor may reject the STR, and shall notify the requesting party.

4.3.3 Initial Screening

4.3.3.1 If a gas distributor has accepted an STR, pursuant to subsection 4.3.2.1 of this Rule, the gas distributor shall determine if the STR has valid entries for the following terms (collectively, the "validation terms"):

- (a) If the consumer has an account number with the gas distributor,
 - the gas vendor's account number with the gas distributor;
 - the consumer's account number with the gas distributor; and
 - at least one of:
 - (1) the consumer's name, and
 - (2) the consumer's postal code.
- (b) If the consumer does not have an account number with the gas distributor,

- the gas vendor's account number with the gas distributor;
- the consumer's name; and
- the consumer's postal code.

4.3.3.2 A valid entry is an entry that matches the information contained in the gas distributor's information system.

4.3.3.3 If the STR does not contain valid entries for the validation terms, the gas distributor shall reject the STR and shall notify the requesting party.

4.3.3.4 If the STR contains valid entries for the validation terms, and there is not a pending STR with respect to the consumer, the gas distributor shall tag the STR as "pending."

4.3.3.5 If the STR is for a change in gas supply and there is a pending STR for a change in gas supply, the gas distributor shall reject the STR and notify the requesting party.

4.3.3.6 If the gas distributor determines that any information, in addition to the validation terms, necessary to implement the pending STR is inaccurate or incomplete, the gas distributor shall suspend processing the STR and shall notify the requesting party.

4.3.3.7 A gas distributor shall complete the initial screening process within 14 days of receipt of the STR.

4.3.4 *Additional Information*

4.3.4.1 If the requesting party has not provided the necessary information required pursuant to notification in subsection 4.3.3.6 of this Rule, within 30 days from receipt of the STR, the gas distributor shall reject the STR and shall notify the requesting party.

4.3.4.2 The gas distributor shall resume processing the pending STR once the requesting party has provided the gas distributor with all of the necessary information.

4.3.5 *Processing a Change from System Gas to a Gas Vendor*

Insufficient Security

4.3.5.1 If the gas distributor determines that the gas vendor has insufficient security in place to fulfill its financial security obligations, the gas distributor shall notify the gas vendor, and may suspend processing the STR until the gas vendor has provided sufficient security.

4.3.5.2 The gas distributor shall resume processing the STR when the gas vendor provides sufficient security.

4.3.5.3 The gas distributor may stop processing the STR if the gas vendor has not provided sufficient security within 30 days of the notice given pursuant to section 4.3.5.1 of this Rule.

4.3.5.4 If the gas distributor stops processing the STR, the gas distributor shall notify all affected parties.

Consumer Default

4.3.5.5 A gas distributor shall process the STR of a consumer from system gas to the gas vendor unless the consumer is in default of any obligation to the gas distributor.

4.3.5.6 If the consumer is in default, the gas distributor may suspend processing of the STR and shall notify the requesting party.

4.3.5.7 The gas distributor shall resume processing the STR when the consumer is no longer in default.

4.3.6 Processing a Change from Current Gas Vendor to New Gas Vendor

Insufficient Security

4.3.6.1 If the gas distributor determines that the new gas vendor has insufficient security in place to fulfill its financial security obligations, the gas distributor shall notify the new gas vendor, and may suspend processing the STR until the new gas vendor has provided sufficient security.

4.3.6.2 The gas distributor shall resume processing the STR when the new gas vendor provides sufficient security.

4.3.6.3 The gas distributor may stop processing the STR if the new gas vendor has not provided sufficient security within 30 days of the notice given pursuant to section 4.3.6.1 of this Rule.

4.3.6.4 If the gas distributor stops processing the STR, the gas distributor shall notify all affected parties.

Notification to Current Gas Vendor

4.3.6.5 If a gas distributor receives an STR to transfer a consumer from the consumer's current gas vendor to a new gas vendor, and the gas distributor has determined that the new gas vendor has sufficient security, the gas distributor shall notify the current gas vendor of the pending STR.

4.3.6.6 The gas distributor shall continue to process the STR unless, within 30 days of the notification set out in subsection 4.3.6.5 of this Rule, the gas distributor receives written authorization from the consumer, the new gas vendor, or the

current gas vendor (acting on specific written authorization from the consumer) to stop processing the STR.

4.3.6.7 If the gas distributor stops processing the STR, the gas distributor shall notify all affected parties.

4.3.7 Processing a Change from a Gas Vendor to System Gas

Consumer Request

4.3.7.1 If a gas distributor receives an STR from a consumer to transfer that consumer from the consumer's current gas vendor to system gas, the gas distributor shall notify the current gas vendor of the pending STR.

4.3.7.2 The gas distributor shall continue to process the STR unless, within 14 days of the notification set out in subsection 4.3.7.1 of this Rule, the gas distributor receives written authorization from the consumer or the current gas vendor (acting on specific written authorization from the consumer to cancel the consumer's STR) to stop processing the STR.

4.3.7.3 If the gas distributor stops processing the STR, the gas distributor shall notify all affected parties.

Gas Vendor Request

4.3.7.4 A gas distributor shall not process an STR from a consumer's gas vendor unless the consumer's contract with the gas vendor has been terminated due to the consumer's default, or has expired or will expire on or before the proposed transfer date.

4.3.7.5 If a gas distributor receives an STR from a consumer's current gas vendor to transfer that consumer to system gas, the gas distributor shall notify the consumer of the pending STR.

4.3.7.6 A gas distributor shall process the STR unless, within 30 days of the notification set out in subsection 4.3.7.5 of this Rule, the gas distributor receives written direction from the current gas vendor to terminate the transfer.

4.3.8 Processing a Change of Billing Option

4.3.8.1 If the gas distributor determines that the gas vendor has insufficient security in place to fulfill its financial security obligations, the gas distributor shall notify the gas vendor, and may suspend processing the STR until the gas vendor has provided sufficient security.

4.3.9 Processing a Request for Relocation When a Gas Vendor Provides Service

4.3.9.1 If a gas distributor receives an STR from a consumer to terminate service at that consumer's service address, or relocate within the gas distributor's franchise

area, the gas distributor shall notify the consumer's current gas vendor that the consumer is terminating service at one location, or relocating to another location within the gas distributor's franchise area, as the case may be.

4.4 Notification Requirements

- 4.4.1 Any time a gas distributor rejects, stops or suspends processing an STR, the gas distributor shall include in any notification the specific reasons for the gas distributor taking this action.

4.5 STR Implementation Date

- 4.5.1 The gas distributor shall notify the requesting party of the gas distributor's proposed STR implementation date as soon as practicable.

4.6 Implementation Deadline

- 4.6.1 A gas distributor shall implement the direction contained in an STR in a timely manner, but in any event, no later than 60 days from the date that the gas distributor receives a valid and complete STR, provided that this time limit shall not include the time which elapses while the gas distributor has suspended processing the STR.

4.7 Electronic Business Transaction System

- 4.7.1 A gas distributor shall implement any computer-based transaction mechanism, i.e. Electronic Business Transaction System (EBT) for transmitting common format data among gas distributors and gas vendors, if mandated by the Board.

4.8 Transfer of Consumers to System Gas when a Gas Distributor Terminates a Service Agreement

- 4.8.1 If the gas distributor terminates a Service Agreement with a gas vendor, the gas distributor shall notify the gas vendor and the gas vendor's consumers and shall transfer the consumers to system gas according to a procedure specified by the gas distributor in the notice.

5 CONSUMER INFORMATION

5.1 Description of Consumer Information

5.1.1 The gas distributor shall, at a minimum, create or obtain, and maintain the following information on all consumers who are provided gas distribution services by the gas distributor:

for identification purposes:

- consumer name;
- service address, including postal code;
- consumer mailing address, including postal code;
- consumer distribution service account number;
- meter identification number;

for billing purposes:

- billing address, including postal code;
- gas distribution services contracted for;
- units of consumption, estimated or actual, by billing period;
- meter reading dates;
- dates of bills rendered based on actual meter readings;
- dates of bills rendered based on estimated meter readings;
- dates of bills rendered based on methods other than actual or estimated meter readings;
- method of bill calculation (e.g., equal billing);

for payment profile purposes:

- payment due dates, payment receipt dates;
- number of times the consumer was delinquent or in arrears in the past 24 months;
- maximum credit exposure in the past 24 months;
- number of times the consumer's security arrangements were revised in the past 24 months;

for consumption information:

- 24 months of consumption data by individual distribution service consumed.

5.2 Use of Consumer Information

5.2.1 A gas distributor shall only use consumer information:

- (a) necessary to provide gas distribution services;
- (b) necessary for system operations;
- (c) necessary to provide system gas;
- (d) for purposes expressly set out in the Service Agreement; or
- (e) as otherwise authorized by the Board.

5.3 Restrictions on Disclosure

- 5.3.1 A gas distributor shall not disclose any data or information acquired by the gas distributor regarding a consumer to anyone other than the Board, or any person as required by law, without the written consent of that consumer, unless specifically authorized by the Board.
- 5.3.2 A gas distributor may disclose information that has been sufficiently aggregated such that an individual consumer's information cannot reasonably be identified.

5.4 Retention of Consumer Information

- 5.4.1 A gas distributor shall, at a minimum, retain consumer information until the later of:
 - (a) 24 months;
 - (b) the period of time required by the Board; and
 - (c) the period of time required by law.

5.5 Release of Information

- 5.5.1 A gas distributor shall provide consumer information with respect to a consumer in accordance with any written direction received from that consumer.
- 5.5.2 The gas distributor shall provide the consumer information as outlined in section 5.1 of this Rule in the format requested by the consumer, if available, or, at a minimum, in hard copy.

5.6 Access to the Meter

- 5.6.1 A gas distributor shall provide a consumer with unfettered access to the meter to be able to interrogate the meter, provided:
 - 5.6.1.1 the device used to interrogate the meter complies with the gas distributor's reasonable technical requirements; and
 - 5.6.1.2 such access to the meter does not interfere with the operation or function of the meter or impair or impede the ability of the gas distributor to read the meter at normally scheduled times.

6 BILLING

6.1 Gas Distributor Obligations

- 6.1.1 For the purposes of bill processing, the gas distributor shall be responsible for the accuracy and completeness of the information which the gas distributor provides and the gas vendor shall be responsible for the accuracy and completeness of the information which the gas vendor provides, according to the terms of the Service Agreement.
- 6.1.2 Gas distributors shall have the ability to accommodate each of the following billing options:
 - 6.1.2.1 gas distributor-consolidated billing;
 - 6.1.2.2 split billing; and
 - 6.1.2.3 gas vendor-consolidated billing.
- 6.1.3 In case of gas vendor-consolidated billing and split billing, a gas distributor shall provide the gas vendor with sufficient and timely data and information to enable the gas vendor to issue the bill to the consumer.

6.2 Risk of Non-Payment

- 6.2.1 The gas distributor shall bear the risk of consumer non-payment (1) for the entire bill, including the gas commodity for gas distributor-consolidated billing; and (2) for gas distribution services for split billing. A gas distributor shall not bear the risk of consumer non-payment for gas vendor-consolidated billing.

7 SERVICE QUALITY REQUIREMENTS PERFORMANCE AND MEASUREMENT

7.1 General Provisions

- 7.1.1 The purpose of this section is to establish performance standards and measurements for the natural gas industry in Ontario.

7.2 Identifying Service Quality Requirements

- 7.2.1 A gas distributor must observe and track its performance with respect to the following list of service quality requirements:
- a) Telephone Answering Performance;
 - b) Billing Performance;
 - c) Meter Reading Performance;
 - d) Service Appointment Response Times;
 - e) Gas Emergency Response
 - f) Customer Complaint (Written) Response; and
 - g) Disconnection/Reconnection.

7.3 Definitions and Performance Measurements

7.3.1 Telephone Answering Performance

Telephone Answering Performance is a service quality indicator that is based on a centralized facility established or outsourced to handle calls and other inquiries from customers. The measurement of this requirement will include the following categories of calls: billing; collections; emergencies; and meter appointments.

Data for the call answer performance measures shall be obtained by monitoring calls on the distributors' telephone systems including the Interactive Voice Response (IVR) system.

7.3.1.1 Call Answering Service Level

The percentage of all calls to the general inquiry phone number, including IVR calls that are answered within 30 seconds. This measure will track the percentage of attempted calls that are satisfied within the IVR or successfully reach a live operator within 30 seconds of reaching the distributor's general inquiry number. The operator must be ready to accept calls and to provide information.

This measurement will be calculated as follows:

$$\frac{\text{Number of calls reaching a distributor's general inquiry number answered within 30 seconds}}{\text{Number of calls received by a distributor's general inquiry number}}$$

The yearly performance standard for the Call Answering Service Level shall be 75% with a minimum monthly standard of 40%.

7.3.1.2 Abandon Rate

The abandon rate means the percentage of callers who hang up while waiting for a live operator. This measure will track the percentage of callers that hang up before they reach a live operator. This measurement will be calculated as follows:

Number of calls abandoned while waiting for a live agent
Total number of calls requesting to speak to a live agent

The performance for this standard shall not exceed 10% on a yearly basis.

7.3.2 Billing Performance

The billing performance standard is a quality assurance standard. The standard requires gas distributors to have a verifiable quality assurance program in place. No specific metric is attached to this requirement.

7.3.2.1 Audits

Distributors must audit their billing data for accuracy. Manual checks must be done to validate data when meter reads fall outside criteria, as set out in the quality assurance program, for excessively high or low usage. In addition, the quality assurance program must include random audits of data quality and billing accuracy.

7.3.3 Meter Reading Performance

A distributor may choose to estimate the meter read for various reasons which may include limited access (e.g., a customer has an inside meter or the access to the meter is restricted) and the expense of actual meter reads. It is cost prohibitive to get actual meter reads each month. As a result, the following measurement is put in place to set out the minimum requirements for meter reads.

7.3.3.1 Meter Reading Performance Measurement

The meter reading performance measurement requirement will measure the percentage of meters with no read for four consecutive months. Callers who call in their meter reads will be considered to have had their meters read. The measurement will be calculated as follows:

Number of meters with no read for 4 consecutive months or more
Total number of active meters to be read

This measurement shall not exceed 0.5% on a yearly basis.

7.3.4 Service Appointment Response Time

A distributor will ensure that appointment times are scheduled and, if requested, a customer shall be given an appointment time with a four hour window (i.e., morning, afternoon, or evening). This measurement will track the accuracy of response to these appointment times. Only the appointments that require the customer's presence will be included in this measurement.

7.3.4.1 Appointments Met Within the Designated Time Period

This measurement will identify the percentage of appointments, including meter related or other customer related work, that are met within their 4 hour scheduled time/date as arranged with the customer. This includes appointments for installations, meter reads and reconnection appointments (not including those due to non-payment). This measurement will be calculated as follows:

Number of appointments met within the 4 hour scheduled time/date
Total number of appointments scheduled in the reporting month

The minimum performance standard for this measurement shall be 85% averaged over a year.

7.3.4.2 Time to Reschedule a Missed Appointment

This measurement tracks the time taken to contact the consumer to offer to reschedule a missed appointment. This includes appointments for meter related customer requests or other customer requested work such as installations, meter reads and reconnection appointments not due to non-payment. At minimum, the distributor must contact the customer to reschedule the work within 2 hours of the end of the original appointment time.

The minimum performance standard shall be that 100% of affected customers will receive a call offering to reschedule work within 2 hours of the end of the original appointment time.

7.3.5 Gas Emergency Response

Gas Emergency Response is defined as the speed and effectiveness of response to gas escapes and other emergencies in order to alleviate the consequences of detrimental effects. Note that distributors are secondary responders; the primary response to emergencies is provided by the 911 Emergency Response service.

See Schedule A for a more detailed description of natural gas emergencies. The list will include:

- Aerial Patrol
- Asphyxiation or Injury
- Blowing Gas

- Carbon Monoxide
- Emergency Provider Assistance
- Evacuation
- Fire or Explosion
- Flooding
- Iced Over Regulators
- Low or High Pressure
- Main Service Damage
- Natural Gas/Methane Detector Alarming
- Other Combustibles
- Outdoor Gas Leak/Odour
- Steam
- Strong Indoor Odour*

* Note: this category includes any indoor odour (even slight) which will be considered an emergency in a Care or Detention Centre (such as hospitals, day care centres, nursing homes, homes for senior citizens, permanent correctional facilities, permanent psychiatric institutions, and schools).

7.3.5.1 Percentage of Emergency Calls Responded to Within One Hour

This measurement will track the average response time to emergencies such as gas leaks, damages and other high priority situations. The response time is calculated from the time the caller reaches a live representative from the distribution company to the time the gas representative arrives on site. The measurement shall be calculated as follows:

$$\frac{\text{Number of emergency calls responded to within 60 minutes}}{\text{Total number of emergency calls in the year}}$$

The minimum performance standard shall be that 90% of customers have received a response within 60 minutes of their call reaching a live person. The standard shall be calculated on an annual basis.

7.3.5.2 Documentation of Emergency Response

In order to meet the Service Quality Performance Requirements, Distributors must document emergency procedures for each type of emergency event to ensure that responders to emergencies follow the Distributor's approved emergency procedures.

7.3.6 Customer Complaint Written Response

This measurement will ensure that a customer's complaint is responded to in a timely and effective manner. A complaint is a written expression of grievance or dissatisfaction

from a customer about a decision, action taken, or failure to act by the distributor that is received as a written complaint to the distributor (i.e., by letter or email).

7.3.6.1 Number of Days to Provide a Written Response

The distributor will send a substantive written response to a customer grievance within 10 days of receiving the written complaint. If the grievance needs to be investigated further and more time is required to fully respond to the complaint, an interim response will be sent until a final response can be sent. A substantive response is a response that addresses the issues raised by the complainant. If the customer wishes to have a verbal response instead of a written one, it will not be counted in this measurement. The measurement shall be calculated as follows:

Number of complaints requiring a written response responded to within 10 days
Number of complaints requiring a written response

The minimum performance standard shall be that 80% of customers will receive a written response in 10 days of the distributor receiving the complaint.

7.3.7 Reconnection Response Time

The purpose of this measurement is to track the number of days required to reconnect a customer due to a disconnection for non-payment.

7.3.7.1 Number of Days to Reconnect a Customer

Once the customer is in good standing as a result of a payment made, the reconnection should be made within 2 business days. This measurement shall be calculated as follows:

Number of reconnections completed within 2 business days
Total number of reconnections completed

The minimum performance standard shall be that 85% of customers are reconnected within 2 business days of bringing their accounts into good standing. This will be tracked on a monthly basis.

8 Customer Service Standards and Practices Applicable to Residential Customers

8.1 General

- 8.1.1 A rate-regulated gas distributor shall document its customer service-related standards and practices applicable to residential customers in a Customer Service Policy.
- 8.1.2 A Customer Service Policy shall, at a minimum, include a description of the rate-regulated gas distributor's standards and practices for each of the following customer service-related areas:
- (a) bill issuance and payment;
 - (b) allocation of payments between gas and non-gas charges;
 - (c) correction of billing errors;
 - (d) equal payment and equal billing plans;
 - (e) disconnection for non-payment;
 - (f) security deposits;
 - (g) arrears management programs; and
 - (h) management of customer accounts.
- 8.1.3 Where a rate-regulated gas distributor has established customer service-related standards and practices specific to eligible low-income customers, the gas distributor shall describe them in its Customer Service Policy in a manner separate and apart from its customer service-related standards and practices applicable to other residential customers.

8.2 Policy to be Published

- 8.2.1 A rate-regulated gas distributor shall file a copy of its Customer Service Policy with the Board, make a copy publicly available for viewing at its head office and on its web site, and provide a copy to each person that requests it.
- 8.2.2 A rate-regulated gas distributor shall, promptly after the coming into force date of this section, notify its residential customers that it has filed a new or amended Customer Service Policy with the Board and shall provide direction as to where a copy may be viewed and how a copy may be obtained.

8.3 Compliance

- 8.3.1 Subject to this Rule and other applicable laws, a rate-regulated gas distributor shall comply with its Customer Service Policy but may waive any provision therein in favour of a customer or potential customer.
- 8.3.2 Commencing in 2013, a rate-regulated gas distributor shall provide, in the form and manner required by the Board, annually by April 30 for the prior calendar year, a statement certifying its compliance with its Customer Service Policy.

- 8.3.3 A rate-regulated gas distributor shall maintain a compliance monitoring program that enables it to monitor its compliance with its Customer Service Policy and to identify any need for remedial action. A rate-regulated gas distributor shall maintain updated records in a form and manner so as to be able to substantiate its self-certification.
- 8.3.4 Each statement certifying a rate-regulated gas distributor's compliance with its Customer Service Policy shall be signed by the gas distributor's Chief Executive Officer, Chief Operating Officer, President or person of equivalent position.
- 8.3.5 A rate-regulated gas distributor shall provide its initial self-certification statement to the Board by April 30, 2013.

8.4 Dispute Resolution

- 8.4.1 A Customer Service Policy shall describe the rate-regulated gas distributor's process for resolving customer complaints.
- 8.4.2 If a rate-regulated gas distributor cannot resolve a complaint to the satisfaction of the complainant, the rate-regulated gas distributor shall provide to the complainant contact information for the Ontario Energy Board's Consumer Relations Centre.

8.5 Revisions to a Customer Service Policy

- 8.5.1 A rate-regulated gas distributor shall provide advance public notice of any revisions to its Customer Service Policy. Notice shall be, at a minimum, provided to each residential customer by means of a note on or included with the customer's bill. The notice shall include the timeline for implementation of the revisions to the Customer Service Policy.
- 8.5.2 A rate-regulated gas distributor shall provide the Board with a copy of its revised Customer Service Policy. The revised Customer Service Policy shall be accompanied by a cover letter that indicates the revisions made and their implementation date.

Schedule A

Description of Type of Emergencies

Aerial Patrol

- Reports from aerial patrol contractor that someone is or may be excavating near a high priority line.

Asphyxiation or Injury

- A call from any source where a person has been injured, overcome, or is nauseated, and gas fumes are suspected.

Blowing Gas

- Any reports of blowing gas. Reports of a pinched off line shall be treated the same as blowing gas.

Carbon Monoxide

- CO symptoms are identified and an emergency provider (such as Fire or Police Department) calls the gas distributor for assistance.

Emergency Provider Assistance

- Any calls from emergency providers requesting immediate assistance (Fire or Police Department etc.).

Evacuation

- Any time a building has been evacuated because of a known or unknown strong odour.

Fire or explosion

- Call received from any source for a fire or explosion.

Flooding

- Shut off meters for flooding (priority could change based on local management input).

Iced Over Regulators (Whether Pressure is Affected or Not)

- Reports of iced over regulators.

Low or High Pressure

- Reports of pilot or main burner flames being larger than normal.
- Reports from a contractor or customer that a regulator malfunction has created an unsafe condition.

Main/Service Damage

- Hit line and no blowing gas (includes third party reports of damaged coatings).

Natural Gas/Methane Detector Alarming

- A natural gas/methane detector is alarming.

Other Combustibles

- Calls regarding a leakage or spill of another combustible (conference call with the Fire Department to ensure they are dispatched as well).

Outdoor Gas Leak/Odour

- Strong odour or sound of gas escaping outside.

Gas Distribution Access Rule

- Any outdoor odour where the source is unknown.
- Any "A" leaks called in by leak surveyors (company or contractor).

Steam

- A water heater or boiler is overheating and steam is escaping from taps and/or a relief valve.

Strong Indoor Odour

- Strong odour or sound of gas escaping inside a building.
- Any odour (even slight) at a Care or Detention Centre*.

* Care or Detention Centre include hospitals, day care centres, nursing homes, senior citizen's homes, permanent correctional facilities, permanent psychiatric institutions, and schools.

TAB 6



**Ontario Energy Board
EB-2008-0052**

Staff Discussion Paper

On a Storage and Transportation Access Rule (STAR)

July 29, 2008

TABLE OF CONTENTS

1	INTRODUCTION.....	4
1.1	Process and Stakeholder Meetings	5
1.2	Structure of the Discussion Paper	6
2	NON-DISCRIMINATORY ACCESS TO TRANSPORTATION SERVICES	7
2.1	Allocation of Transportation Capacity	7
2.1.1	Minimum Standards for Transportation Open Seasons	8
2.1.2	Standard Form of Contracts.....	11
2.2	Storage Connection Agreement	13
2.3	New Transportation Services	15
3	CONSUMER PROTECTION IN THE COMPETITIVE STORAGE MARKET	16
4	REPORTING REQUIREMENTS	19
4.1	Principles	19
4.2	NGEIR Reporting Commitments	19
4.3	Reporting Options.....	20
4.3.1	Index of Customers.....	21
4.3.2	Available Capacity	23
4.3.3	Semi-Annual Storage Report	25
4.3.4	Storage Price Reporting	25
4.3.5	Design Capacity.....	26
5	COMPLAINT MECHANISM.....	27
5.1	Existing Practices in Ontario.....	27
5.2	Rules and Practices in Other Jurisdictions	28
5.3	Options	28
5.4	Unfair and Discriminatory Practices.....	29
APPENDIX I		30
	List of Participants in EB-2008-0052	30
APPENDIX II		32
	FERC Section 284.13 Reporting - Transportation Services	32
	FERC Section 284.13 Reporting - Storage Services.....	33

EXECUTIVE SUMMARY

The Ontario Energy Board's Decision with Reasons, Natural Gas Electricity Interface Review EB-2005-0551 ("NGEIR"), released on November 7, 2006 outlined the key requirements that need to be addressed in a Storage and Transportation Access Rule ("STAR").

Staff has undertaken research, commissioned expert advice and consulted with stakeholders on the development of a STAR.

This staff discussion paper outlines potential options that would apply to Union Gas Limited, Enbridge Gas Distribution Inc. and other storage providers including Market Hub Partners Canada L.P. and Tipperary Gas Corporation. The key requirements of the options are:

- Open, fair and non-discriminatory access to transportation services for customers and storage providers. This includes ensuring that:
 - o The allocation of transportation capacity is done in a manner that is consistent, transparent and predictable.
 - o There is a level playing field so that customers receive the same price, reliability and quality of service for the equivalent transportation service.
 - o A transporter cannot discriminate unduly between different storage providers.
- Following the general principles for competitive storage access (such as transparency, non-discriminatory practices and fairness);
- Limiting access to non-public transportation and storage operating information;
- Detailed reporting parameters; and
- A complaint mechanism for customers (or other market participants).

1 INTRODUCTION

This discussion paper sets out staff's initial thoughts on a Storage and Transportation Access Rule ("STAR") that would apply to Union Gas Limited ("Union"), Enbridge Gas Distribution Inc. ("Enbridge"), and other storage providers including Market Hub Partners Canada L.P. ("MHP Canada") and Tipperary Gas Corporation ("Tipperary"). The purpose of this staff discussion paper is to raise questions and invite comments from stakeholders to assist staff in developing a STAR.

In developing the concepts set out in this paper staff was informed by:

1. The Ontario Energy Board's Decision with Reasons, Natural Gas Electricity Interface Review EB-2005-0551 ("NGEIR"), released on November 7, 2006;
2. The views of stakeholders expressed in consultations with staff; and
3. Concentric Energy Advisors, Inc. ("CEA")¹, staff's technical expert. CEA conducted research regarding the rules of conduct and reporting related to storage implemented in other jurisdictions.

In the NGEIR decision, the Ontario Energy Board (the "Board" or "OEB") stated that it was necessary to ensure consumer protection within the competitive storage market and ensure non-discriminatory access to transportation services for storage operators and customers. The Board concluded that it would initiate a process to develop rules of conduct and reporting related to storage and noted that there was merit to the development of a STAR.

Further to the NGEIR decision, the Board in a letter dated March 5, 2008, stated that STAR would address the following:

- operating requirements to ensure that Union and Enbridge cannot discriminate in favour of their own storage operations or those of their affiliates and cannot discriminate to the detriment of third-party storage providers;
- reporting requirements for all storage providers, although the requirements may vary as between utility and non-utility storage providers, and which may include: terms and conditions, system operating data, and customer information; and
- a complaint mechanism for customers (or other market participants).

¹ The jurisdictional review was posted on the Board's website on April 14, 2008. At that time, the report was prepared by Zinder Companies Inc. However, on May 1, 2008, Zinder Companies Inc. was acquired by Concentric Energy Advisors, Inc.

This discussion paper addresses the operating and reporting requirements discussed above. It has been developed with the benefit of stakeholder consultation and reflects staff's current views on the issues associated with a STAR.

Upon the receipt of stakeholder comments, the first phase of the STAR process will be completed. In the second phase, the Board will initiate a process to make STAR into a Rule as per section 44(1) of the *Ontario Energy Board Act, 1988*. At that time, a Notice of Proposed Rule will be issued and all interested parties will have an opportunity to comment on the proposal.

1.1 Process and Stakeholder Meetings

In April 2008, staff held a number of meetings with stakeholders, as shown in Appendix I. At these meetings, staff and its technical expert presented material to initiate discussion on STAR. Staff outlined an initial list of options for STAR and stakeholders were asked to review the material to confirm accuracy and completeness. CEA prepared material on other jurisdictions that have considered and implemented rules of conduct and reporting related to storage. CEA also prepared a report entitled *Competition in Natural Gas Storage Markets, A Review of Gas Storage and Transportation Regulations*. This report was distributed to all interested parties.

Based on the NGEIR decision, staff proposed three key objectives for STAR. These objectives were discussed at the April 2008 meetings. The objectives are as follows:

- Non-discriminatory access to transportation services;
- Ensure consumer protection within the competitive storage market; and
- Support a transparent transportation and storage market.

On May 20, 2008, an all-stakeholder meeting was held where stakeholders presented their views and issues. In their presentations, stakeholders were asked to address general questions prepared by staff. A general discussion on the specific issues also took place allowing staff and stakeholders to gain a clearer understanding of the areas of concern.

All materials related to these consultations are available on the Board's website.

1.2 *Structure of the Discussion Paper*

This discussion paper is organized as follows. Section 2 addresses non-discriminatory access to transportation services; section 3 addresses consumer protection in the competitive storage market; section 4 outlines the reporting requirements; and section 5 describes the complaint process.

2 NON-DISCRIMINATORY ACCESS TO TRANSPORTATION SERVICES

2.1 Allocation of Transportation Capacity

To ensure that Union, Enbridge or their affiliates cannot discriminate in favour of their own storage operations or to the detriment of third-party storage providers, staff believes that all potential customers must have non-discriminatory access to transportation services regardless of whether they purchase storage services from Union, Enbridge or a third-party storage provider. Therefore, it is essential to allocate transportation capacity to all potential customers in an open, fair and non-discriminatory basis.

At present, there are three transportation services – Enbridge's rate 331 and Union's M12 and C1 tariffs. Enbridge's rate 331 is a service that provides transportation from the Niagara Link Pipeline termination point, across the Enbridge storage system to the Union Dawn Station. Union's rate M12 is a service that provides transportation on Union's Dawn – Oakville facilities. Union's rate C1 is a cross-franchise transportation service between any two points where Union interconnects with another transporter and these points are Dawn, Ojibway, Bluewater, St. Clair, Parkway, and Kirkwall.

Currently, Union and Enbridge use open seasons and/or other methods to allocate transportation capacity. However, staff notes that for some of the transportation services there is a lack of specific schedules and detailed procedures regarding open seasons and other allocation methods in the tariffs.

Specifically, Union sells new transportation capacity through an open season and has posted open season procedures for M12 transportation services but not for C1 transportation services. Also, existing transportation capacity for M12 and C1 transportation services may or may not be allocated through an open season.

Enbridge's approach is to allocate transportation capacity for rate 331 on a first-come, first-served basis and capacity is allocated until it is fully subscribed. The current requests and agreements for service on rate 331 are generally for three years or less.

Staff sees merit in establishing a consistent, transparent and predictable approach to the allocation of transportation capacity. This will ensure market transparency and consumer protection, two of the key objectives of STAR. Based on the current practices of TransCanada PipeLines Limited ("TCPL") and TransCanada ANR Pipeline Company ("ANR"), staff has found that transportation capacity is typically allocated by the following methods:

- New: firm capacity is offered through open season;
- Existing: long-term firm capacity (greater than one year²) is offered through open seasons; and
- Existing: short-term firm capacity (one year or less) and interruptible capacity are offered through open season and/or other methods developed by the transporter.

Staff invites comments from parties on whether these allocation methods may also be applied to Union.

Staff recognizes that Enbridge does not have many shippers on rate 331 and an open season might not be practical. Therefore, staff believes that a transporter should have the opportunity to apply to the Board for an exemption if holding an open season is too burdensome.

In addition, staff is of the view that the allocation methods and associated processes (i.e., open season or first-come, first-served) for each of the transportation services should be outlined in detail in the company's tariffs. This is also consistent with the current practices of National Energy Board ("NEB") and Federal Energy Regulatory Commission ("FERC") regulated pipelines.

Also, staff suggests that Union provide a schedule for open seasons for existing long-term and short-term firm transportation ("FT") capacity. For example, for existing long-term FT capacity, the open season could be held on or about May 5th of each year.

2.1.1 Minimum Standards for Transportation Open Seasons

To initiate discussion at the stakeholder meetings, staff proposed minimum standards that would apply to all firm transportation open seasons. Most of these standards are based on FERC's general principles such as an open season should be open to all potential bidders on a non-discriminatory basis, transparent, fair and user-friendly. Based on discussions at the meetings, staff has refined the standards as follows:

Minimum Notice and Open Season Period – There should be enough notice provided to allow potential bidders to evaluate the service offering and develop bids.

Bid Package – The open season materials should include the following information to support bidders in making informed decisions:

² Staff has defined short-term and long-term to be consistent with Union's C1 tariff and recognizes that ANR defines long-term and short-term differently.

- the amount of capacity being offered,
- the date capacity will become available,
- any potential transportation constraints,
- any minimum term requirements, and
- the methodology that will be used to evaluate bids.

Reverse Open Season – To prevent overbuilding, existing customers should have an opportunity to turn back existing capacity rights before companies are allowed to build expansion facilities.

Bid Results – Transaction information (such as prices, volumes, and receipt and delivery points) should be disclosed so that shippers can ascertain the value of transportation.

Criteria and Timing of Open Seasons – To prevent a company from giving undue preference to its in-house competitive storage function, a company should post information concerning plans for future facilities expansions or the timing of upcoming open seasons as soon as this information is available.

Most stakeholders generally agreed with the minimum standards for an open season proposed by staff. In particular, TCPL and ANR stated that the majority of their transportation capacity is offered through open seasons and the minimum standards are similar. Furthermore, TCPL in its Transportation Access Procedure outlines specific schedules and detailed procedures for all their open seasons.

Staff notes that FERC does not require the use of open seasons/auctions. However, FERC requires that transportation (and storage) capacity be allocated in a manner that is not unduly discriminatory (i.e., open and fair access) and open seasons are widely accepted as one method to fulfill this requirement.

One stakeholder suggested that STAR should be consistent with FERC and NEB requirements for regulated pipelines so the Board does not create a regulatory advantage or disadvantage in the market. Staff sees the merit of adopting this approach.

Union stated that its open season package already meets most of the criteria proposed by staff with some exceptions. These exceptions are as follows:

- For the bid package, Union does not provide the amount of capacity being offered since this information could influence the market.

- For bid results, Union does not post the results for C1 FT service. It appears that Union could start posting results for C1 long-term FT service in an index of customers but not for C1 short-term FT service (i.e., one year or less).
- Union does not provide the criteria and timing of open seasons because the timing of future open seasons is not known and could change depending on market conditions.

Staff's comments on these concerns are discussed below.

First, in relation to the bid package, staff is of the view that information concerning the amount of capacity being offered would contribute to an open, fair and transparent process. Staff notes that this information is typically provided in other transportation open seasons such as the ones used by TCPL and ANR. Staff does not see how this information could negatively impact the competitive storage market but invites comments from parties on this issue and the bid package information generally.

With regard to bid results, staff sees merit in disclosing the bid results of both short-term and long-term C1 FT service. Staff notes that the C1 FT service is a monopoly service where transparency is essential. This information would allow the Board and customers to monitor the market to ensure that open, fair and non-discriminatory access requirements have been met. Specifically, it would provide evidence that the determination of the winning bid and the allocation of capacity was done fairly. Staff believes that open access to transportation services is essential to support a competitive storage market. Staff invites comments on other ways (besides disclosing bid results) in which the objectives of open access and transparency are met.

Staff also notes the importance of the C1 transportation paths for accessing the Michigan and Ontario market (i.e., the C1 paths pertain to all of Union's pipelines that are upstream of Dawn) and that interest in these paths will most likely increase over time. It follows, staff believes, that the availability of capacity and the price of this capacity will begin to play a greater role. Since the C1 short-term FT service is a negotiated rate, staff is concerned that the lack of price transparency could create uncertainty in the marketplace. Therefore, staff has identified two potential options to assist market participants in their purchasing decisions:

- Union provides a minimum bid price (or reserve price) in the bid package and identifies how the price was developed; and
- The Board establishes a recourse rate for this service. This would be a cost-of-service based rate that is on file in a transporter's tariff and would be available to customers who do not want to negotiate a rate with the transporter.

Staff invites comments from parties on the two potential options or other options which should be considered.

Finally, staff proposes that the timing and criteria of open seasons should be disclosed. Although this information could change depending on market conditions, staff is concerned that failure to disclose this information could put market participants (such as other storage providers) at a disadvantage compared to Union's in-house competitive storage function. Also, staff is concerned that this information might be used to enhance Union's position in the competitive storage market. Staff believes that a level playing field for all market participants is essential. Staff invites parties to outline other ways to achieve staff's objective of a level playing field.

2.1.2 Standard Form of Contracts

Staff notes that standard forms of contracts with standard terms and conditions usually go hand-in-hand with an open season because customers need to know what they are bidding on. Also, standard terms of service should prevent a company from discriminating unduly between different customers. This ensures a level playing field since all customers receive the same price, reliability and quality of service for an equivalent transportation service.

Standard terms of service are also used extensively in other jurisdictions (such as the NEB, FERC and California).

At the stakeholder meetings, staff suggested that each company's transportation service (whether the capacity is offered through an open season or some other allocation method) should have a standard form of contract and that these contracts should be included in the Board approved tariffs. Staff is not proposing to have a standard form of contract (with standard terms of service) across companies, although this would be another option.

Based on current practices in Ontario and stakeholder comments, staff suggests that the standard form of contracts include the following minimum terms and conditions:

- Nomination and scheduling procedures (and at a minimum to include provision for NAESB nomination windows)
- Service priority and allocation rules (service interruption)
- Balancing requirements and imbalance charges and penalties
- Billing and payment
- Financial assurances
- Measurement

- Gas Quality

Staff invites comments from parties on these minimum terms and conditions.

Most stakeholders agreed that Union and Enbridge should have a standard form of contract (with standard terms and conditions as listed above) and that these contracts should be included in the Board approved tariffs. In particular, the consumer groups and marketers advocated for service priority rules and nominations and scheduling procedures to be included in the standard form of contracts. Others stated that standard terms of service allow market participants to ascertain the value of the service.

TCPL and ANR use a standard contract (with standard terms of service) and when a contract varies from the version in the tariff, the contract is posted on the company's website and filed with the NEB or FERC, respectively.

Enbridge stated that its rate handbook (that outlines the standard terms of service) is posted on the company's website. Union also stated that the standard M12 contract is posted on its website and that the general terms and conditions are part of the approved rate schedule. Therefore, Union proposed that a standard form of contract for the M12 transportation service is not necessary. However, the M12 contract may be negotiated with individual customers and therefore, changes to the posted contract may occur. Staff is concerned that the changes to the contract may impact the attributes of the service and therefore, it is not certain that all customers would receive uniform service. The prospect of customers being treated differently will not ensure a level playing field and staff believes this is essential.

Also, Union indicated that it does not post a C1 contract on its website. As noted previously, staff sees merit in having standard forms of contracts with standard terms of service for all transportation services irrespective of whether capacity is being offered through an open season or some other allocation method. This includes Union rates M12 and C1, and Enbridge rate 331. Also, the minimum terms and conditions as proposed by staff should be included in the Board approved tariffs and not in a company's policies or guidelines. Standard forms of contracts with standard terms of service will ensure that all customers are treated fairly. It will also protect the transporter since it may reduce disputes and the need for regulatory involvement. Staff invites comments from parties on whether standard forms of contracts with standard terms of service for all transportation services are necessary or are there other ways to achieve staff's objective of a level playing field.

Staff also suggests that negotiated transportation contracts be posted on the company's website (i.e., when the negotiated contracts vary from the standard form of contract and the standard terms of service, the contracts should be posted). This information would allow the Board and customers to monitor the market to ensure that open access requirements have been met. Specifically, it

would provide evidence that all customers were treated fairly (i.e., the transporter was not discriminating unduly between different customers). The posting of negotiated contracts would include the situation where a transporter enters into a contract with a customer outside the open season and the contract varies from the most recent open season.

Board staff notes that in Union's EB-2005-0520 Settlement Agreement³, Union agreed to post on its website all variations between the standard M12 contract and new contracts before such new contracts came into effect.

2.2 Storage Connection Agreement

In section 2.1, staff focused on options to ensure customers have access to transportation capacity on an open, fair and non-discriminatory basis. In this section, staff is proposing options to ensure a transporter cannot discriminate unduly between different storage providers that are connected to its transportation system (i.e., a storage provider has access to transportation capacity on an open, fair and non-discriminatory basis).

Staff sees merit in a transporter using a standard form of contract (with standard terms of service) when a storage provider wants to interconnect to its facilities. This storage connection agreement would allow storage providers to interconnect to a transporter's facilities on reasonable terms, without undue discrimination. Also, this will ensure that there are no transportation barriers to entry for independent storage providers. This was a concern raised by some stakeholders.

Staff notes that Union's posted M16 rate contract could provide the basis for the development of a storage connection agreement. The current M16 service covers storage customer metering and other interconnection facilities as well as firm and interruptible transportation between the embedded storage pool and Dawn. However, staff suggests that the storage connection agreement should also meet the following standards:

- The transporter must respond to requests for interconnection facilities and transportation services in a timely manner;
- The transporter must not impose operating requirements and financial requirements that discriminate unduly between different storage providers;
- The transporter must offer firm transportation to and from storage provider's meter 365 days per year;
- The transporter must respond to requests for additional nomination windows and capacity so customers have access to third-party storage

³ EB-2005-0520 Settlement, Issue 6.10

and balancing services with the same flexibility as the transporter's own competitive storage services; and

- The transporter must include all related balancing services and overrun provisions in the storage connection agreement.

Staff invites comments from parties on the standards listed above, in particular whether or not there should be additions or deletions to this list (and the rationale for these).

Staff has outlined three possible options to implement a storage connection agreement between a storage provider and a transporter:

- A transporter and storage provider negotiate the storage connection agreement ("SCA") and the final SCA is not in the public domain;
- A transporter and storage provider negotiate the storage connection agreement and the final SCA is approved by the Board; or
- A transporter and storage provider negotiate the storage connection agreement and the final SCA is posted on the company's website.

The first option describes Union's current practice. Union has suggested that it does not need to post individually negotiated contracts on its website since it already posts the standard M16 contract. Also, the M16 customers pay the posted M16 toll per the rate schedule and the terms and conditions are part of the approved rate schedule.

The M16 rate schedule is a monopoly service that requires Board approval but the operational requirements within the M16 contract are not standard and must be negotiated with the individual storage provider. Therefore, staff is concerned about the lack of transparency with the first option especially in the situation where a transporter owns competitive storage.

Staff notes that with the other two options the SCA is in the public domain.⁴ This would ensure that the Board and other storage providers have the necessary information to verify that non-discriminatory access requirements have been met. Staff is not aware of any commercially-sensitive material in the negotiated SCA since the price is a toll per the rate schedule. However, staff notes that it would be helpful to this process if Union and/or other storage providers could identify the type(s) of commercially-sensitive material contained in the contracts.

⁴ It is recognized that a party may request confidential treatment of its contract in accordance with the Ontario Energy Board's *Practice Direction on Confidential Filings*.

With consideration to staff's objective of non-discriminatory access to the transportation system with reasonable terms, staff invites comments on these three options.

2.3 New Transportation Services

The Dawn Hub is an important source of flexibility for gas trading and for gas customers in Ontario. Staff wants to ensure that liquidity continues to develop to benefit Ontario. One way to do this is to encourage the development of innovative services and to ensure access to these services.

Staff encourages Union and Enbridge to develop new transportation services for customers on a timely basis. For example, additional firm nomination windows on the C1 transportation paths that link Michigan storage to Dawn may be developed to match the flexibility of the M12 transportation path. This would provide a seamless path for customers accessing Michigan (or vice versa).

Staff suggests that new competitive storage services should not be tied to the transportation services. Therefore, new competitive storage services may be bundled with transportation services as long as the equivalent storage and transportation services are also offered on a stand-alone basis. Staff invites comments on this suggestion

3 CONSUMER PROTECTION IN THE COMPETITIVE STORAGE MARKET

Stakeholders expressed a variety of views about what consumer protection in the competitive storage market means and how this should be accomplished. Consumer and other groups supported a role for the Board while the natural gas utilities and marketers suggested that customers have other avenues to address unfair and discriminatory practices in the competitive storage market such as the courts.

In the NGEIR decision, the Board stated that it had a duty to protect the interests of consumers using competitive services and that it would develop a reporting mechanism and complaint process to deal with any issues which arise.⁵ Also, the Board stated that it expects that parties will bring any issues of market failure to the Board's attention.⁶

Staff notes that some parties wanted the Board to have a more prescriptive role in the competitive storage market. Staff is aware that FERC has similar non-discriminatory access requirements for both storage and transportation services. These requirements include open and fair access to capacity and standard terms of service with negotiated contracts posted on the company's website. Staff does not think it is necessary for the Board to have the same requirements for both competitive storage services and regulated transportation services. However, staff sees the merit of outlining general principles for competitive storage access such as:

- Transparency;
- Non-discriminatory practices; and
- Fairness.

Staff notes that these general principles are consistent with the NGEIR decision, wherein the Board stated that it "expects Union to offer these [competitive] services on an open season basis, without withholding capacity". "These commitments would ensure a level of consumer protection".⁷ In addition, the Board required "Market Hub to offer its storage service to the market in a non-discriminatory fashion".⁸

There are many ways in which a storage company could offer storage capacity into the market that meet these general principles. They include open seasons,

⁵ NGEIR Decision, p 70

⁶ NGEIR Decision, p 70

⁷ NGEIR Decision, p 70

⁸ NGEIR Decision, Appendix G, p 5

bilateral contracts, leasing arrangements and other allocation methods such as first-come, first-served. Staff believes that these general principles will not harm a storage company and its shareholders in the competitive storage market. These principles will continue to allow a storage company to develop and offer different services into the market and award it to the customer who values it the most.

While the Board no longer approves contracts in the competitive storage market, the Board may prescribe standard terms of service for such contracts.⁹ Staff thinks that this is particularly important when a company is offering competitive storage capacity in an open season. The terms and conditions in relation to the storage services being offered are typically the same (i.e., it is the same service, with the same reliability and the same quality of service) for all the potential bidders in that open season. Staff notes that this does not preclude storage companies from negotiating bilateral contracts or leasing arrangements with potential customers. Staff invites comments on whether it is necessary to have standard terms of service for competitive storage contracts. Also, if the Board finds that standard terms of service is necessary, what should be the base set of service terms and conditions for these contracts.

Furthermore, several stakeholders proposed that the actual market prices for storage services sold through a competitive open season should be disclosed so customers can make informed decisions. Disclosure of prices, after the fact, would reduce information asymmetry and increase the quality of the competitive market. Other stakeholders disagreed with this proposal because they believe it reveals commercially-sensitive information and there are other ways to obtain price discovery in the marketplace. Staff also notes that price disclosure could lead to price collusion in an energy market the Board has recently found to be competitive. One option might be for storage companies to disclose the highest price, the lowest price and the weighted average price resulting from each storage open season. This pricing information could be disclosed within a defined period of time following the open season close. Staff invites comments on this suggestion or alternative suggestions that would assist customers in their purchasing decisions while maintaining the integrity of the competitive storage market.

Where storage providers have few customers and disclosing the highest price, the lowest price and the weighted average price might reveal commercially-sensitive customer information, staff suggests that a storage provider should have the opportunity to apply to the Board for an exemption.

⁹ In the Board's Decision with Reasons, EB-2006-0165 (February 13, 2007), the Board stated that the NGEIR forbearance decision "does not eliminate the requirement for general terms and conditions which constrain unregulated storage activities and separate them from those which are regulated. The NGEIR decision specifically indicated that MHP Canada would not be required to seek approval for storage contracts on the condition that it operates within a base set of service terms and conditions approved in this proceeding."

Finally, at least one stakeholder suggested that a transporter's competitive storage marketing personnel should not have access to non-public transportation and storage operating information that may enhance the company's position in the competitive storage market. For example, Union's competitive storage personnel should not have access to the non-public information pertaining to transportation operating conditions or other storage providers' nominations. Staff thinks that this may be feasible. Staff recognizes that personnel could be working in both functions, however, where possible, Union should limit the access of non-public transportation and storage operating information to personnel that require this information only. Staff notes that it would be helpful to this process if Union could identify the extent to which this is already being done, and any specific policies and practices that Union has put in place to prevent the potential abuse of non-public information.

4 REPORTING REQUIREMENTS

4.1 *Principles*

Staff has identified principles to be used to guide the development of new storage and transportation reporting requirements. These include:

1. Reporting should be accessible, timely, and as streamlined as possible. This can be accomplished, for example, by using on-line postings instead of having reports filed with the Board, utilizing existing standards (where appropriate), and avoiding unnecessary reporting.
2. Companies offering competitive storage services should have similar access to information about the natural gas utilities' transportation services.
3. Market transparency should be weighed against the need to protect commercially-sensitive information.
4. Reporting requirements should not put Ontario storage operators at a disadvantage relative to competing storage operators in other jurisdictions.
5. Reporting requirements should be uniform, although there may be reasons for the Board to provide limited exemptions on a case-by-case basis.

Staff invites comments on these principles.

4.2 *NGEIR Reporting Commitments*

In response to intervenor questions during NGEIR, Union and Enbridge offered to provide certain information required under Section 284.13 of the FERC regulations.¹⁰ The FERC reporting requirements are summarized in Appendix II.

Index of Customers - Union and Enbridge offered to post most of the information included in the FERC Index of Customers report. Union stated that it would post this information for firm M12 transportation contracts, and firm C1 storage contracts that are one year or longer. Enbridge would provide this information for customers of its competitive storage services with firm contracts that are one year or longer. The natural gas utilities said they would not include the identity of the agent or asset manager because they do not always have this information.

¹⁰ UGL Undertaking K.3.3 and Enbridge Undertaking K.7.7.

Union began posting its Index of Customers reports for transportation and storage services in 2007. The reports list all firm M12 transportation contracts and firm storage contracts with terms two years or longer (and not contracts that are one year or longer as proposed in the NGEIR proceeding). Enbridge has not yet commenced its competitive storage services, so it has not done any new reporting.

Peak Day Capacity Report - Union and Enbridge offered to file with the Board the same peak day transportation capacity, storage capacity and maximum daily delivery capability information specified by FERC.

Semi-Annual Storage Report - Union and Enbridge would file with the Board contract and quantity information for all firm contracts that are one year in length or longer. The utilities would not report unit price or revenue because they consider this information to be commercially sensitive.

Available Capacity Report - Union stated that the “stop light” icons currently posted on its website communicate the system status information. The green light indicates no constraints, a yellow light indicates that constraints are possible and requests for interruptible services may be rejected, and a red light indicates that interruptible services are likely to be rejected. Stop lights are posted for transportation paths linking the following points:

- Parkway/Kirkwall and Dawn
- Ojibway and Dawn
- St. Clair and Dawn
- Bluewater and Dawn
- Vector and Dawn

There are also separate stop lights for storage injections and storage withdrawals.

4.3 Reporting Options

At the stakeholder meetings there was general agreement to use FERC reporting requirements as a starting point for the development of transportation and storage reporting rules for Ontario companies. This has certain advantages:

- The FERC regulations were already considered by participants in the NGEIR proceeding.
- The North American Energy Standards Board (“NAESB”) has developed detailed standards for implementing these reporting requirements.

- Using FERC reporting guidelines as a starting point is consistent with the principle of having similar reporting requirements across different regulatory jurisdictions within the same market area.

Staff also observes that both Union and Enbridge have affiliates that already comply with these reporting requirements.

One stakeholder cautioned that because FERC regulations have been revised over the years, there are some inconsistencies and overlaps in the reporting. The FERC also has other related reporting requirements that are not included in Section 284.13, such as the negotiated rate report and the discount posting. Finally, since some FERC reporting pre-dates the widespread use of the internet, some information is posted, some is filed with the Commission and some reports are both posted and filed.

While still using the FERC regulations as a starting point, staff has considered what transportation and storage reporting are needed for the Ontario marketplace in the current forbearance environment. Key considerations are:

Scope: What information should be reported?

Format: How should the information be reported?

Timing: How frequently should the information be updated?

These considerations are discussed in the following sections.

4.3.1 Index of Customers

An index of customers allows market participants to identify how capacity is allocated and to identify counterparties for secondary market transactions. Union and Enbridge have agreed to post an index of customers for certain transportation and storage services. During the STAR stakeholder meetings, Union agreed to expand the index of customers to include firm transportation contracts under rate C1 that are two years or longer, and Enbridge indicated that it would consider posting an index of customers for the rate 331 transportation service.

Staff sees the value in having an index of customers for all firm transportation and storage services. There is merit to including transactions in the competitive storage market since this will allow the Board and market participants to monitor for unfair and discriminatory practices. This will ensure consumer protection in the competitive storage market and transparency, two of the key objectives of STAR.

Staff is concerned that short-term contracts that pertain to the summer and winter periods may not be captured if the index only included contracts with terms two years or longer, as Union has currently implemented. Therefore, staff proposes that contracts with terms three months or greater should be captured in the index. Staff requests comments on whether contracts with terms three months or greater is sufficient to monitor the market.

As far as the frequency of reporting is concerned, stakeholders have observed that having the index of customers updated at the start of each calendar quarter, as FERC requires, means that there would be a delay in reporting contracts with standard start dates of November 1 or April 1. Union has suggested that the timing of the quarterly reports could be adjusted. Another option, which is consistent with TCPL practice, would be to update the Index of Customers each month. Staff requests comments on whether a monthly Index of Customers posting would create any significant burden when compared to a quarterly posting.

One stakeholder requested that Union report the amount of storage that will be offered to the market each storage season out of the 100 PJ of storage capacity that is reserved for in-franchise customers. This information would assist market participants in their storage purchase decisions by revealing how much storage capacity will be released to the competitive market. Staff invites comments from parties regarding disclosing this information.

If this storage information is to be disclosed, staff observes that a new reporting requirement could be avoided by having Union and Enbridge report the amount of storage capacity from their own integrated storage operations that is anticipated to be required for in-franchise purposes over the next storage withdrawal season as a separate “customer” in the index of customers report. Union could update the in-franchise storage requirement as necessary based on the results of its most recent operational planning, until such time as the in-franchise storage requirement reaches the 100 PJ allocation. By including this information in the index of customers, market participants may have a more complete picture of how the company’s total physical storage capacity is being used.

To summarize, staff proposes that the Index of Customers could include the following:

Applicability: All firm transportation contracts with a term three months or longer under Union M12, M16 and C1 rate schedules and Enbridge rate 331.

All firm storage contracts with a term three months or longer. In the case of Union, all storage and storage-related services would be reported, such as Union High Deliverability Service (“HDS”), F24-S, Market Price Storage Service (“MPSS”), Upstream Pipeline

Balancing Service (“UPBS”) and Downstream Pipeline Balancing Service (“DPBS”). Storage capacity and withdrawal deliverability reserved for in-franchise use would be reported on an aggregate basis as a separate internal storage customer. Enbridge, MHP Canada, Tipperary and other storage providers would also post an index of customers for their storage services.

Content: Customer name
Contract number
Rate schedule
Effective date and expiry date
Maximum capacity and maximum daily withdrawal quantity (storage transactions)
Maximum daily transportation quantity (transportation transactions)
Receipt point(s) and delivery point(s)
Negotiated rate (yes/no)
Affiliate relationship (yes/no)

Format: Web posting using NAESB standards.

Frequency: Update prior to the start of each calendar month.

4.3.2 Available Capacity

As noted above, Union currently uses the “stop light” icons on its website to communicate system status. However, several stakeholders have expressed an interest in detailed operationally available capacity reporting for transportation along the lines of FERC Section 284.13(d). Consumer groups and storage operators emphasized that it is particularly important to know what firm and interruptible services are available on the pipeline segments that connect natural gas storage facilities with the Ontario market. This includes storage located at Dawn, embedded storage facilities connected to the Ontario pipeline network at other locations, and storage operators located outside the province that could provide storage and balancing services to Ontario customers.

Operationally available capacity information is needed both to know what capacity is available today, and to be able to assess over time how the availability of transportation and storage service is affected by changes in operating conditions. Posting available capacity also allows market participants and the Board to identify potential instances of capacity withholding.

Staff considers that the best way to deal with these concerns is through timely reporting along the lines of the Operationally Available Capacity reports required by FERC. Because Union and Enbridge will continue to operate their storage and transportation facilities on an integrated basis, it is also important that these reports include all in-franchise activities that may affect the availability of competitive storage services or related transportation capacity.

Staff recognizes that for some small storage providers the cost of posting this information may be high relative to the value obtained by the market. Therefore, staff believes that a storage provider should have the opportunity to apply to the Board for a full or partial exemption from posting the Available Capacity report.

Therefore, staff suggests that the Available Capacity report include the following:

Applicability: All transportation segments for which the transporter offers firm or interruptible transportation services, including transportation paths between embedded storage facilities and Dawn (includes Union M12, C1 and M16 rate schedules, and Enbridge rate 331)

All storage facilities for which a storage operator offers firm or interruptible services.

Content: Transportation
 Design capacity of segment under expected operating conditions
 Amount scheduled
 Operationally available capacity

Storage:
 Operational storage capacity
 Operational withdrawal capacity for each withdrawal point
 Operational injection capacity for each injection point
 Storage inventory
 Amount scheduled for withdrawal
 Amount scheduled for injection
 Operationally available storage capacity
 Operationally available withdrawal capacity for each withdrawal point
 Operationally available injection capacity for each injection point

Format: Web posting using NAESB standards.

Frequency: Whenever capacity is scheduled (i.e., at each nomination cycle).

4.3.3 Semi-Annual Storage Report

Union and Enbridge have agreed to file a report at the end of each injection and withdrawal season that includes a subset of the information contained in the FERC Semi-Annual Storage Report, as defined in sections 284.13(e) and 284.128(c) of the FERC regulations. Staff observes, however, that much of the information the utilities propose to file would duplicate information already contained in the Index of Customers. The FERC-mandated information that is not included in other reports includes the maximum daily withdrawal quantity for each storage contract, the unit price and revenue, and the customer deliveries to storage or receipts from storage during the injection or withdrawal cycle.

Some stakeholders have objected to revealing customer-specific pricing information, and no stakeholders have expressed any interest in having storage operators report customers' actual injection and withdrawal quantities at the end of each season. Based on the reporting principles identified earlier, and the comments received from stakeholders, it is staff's view that if the maximum daily withdrawal quantity (a defining term of any storage service) is added to the Index of Customers, as proposed by staff, the semi-annual storage report may not be needed. Stakeholders are invited to comment on this assessment.

4.3.4 Storage Price Reporting

FERC-regulated storage companies operating under cost-based rates, such as ANR Storage, can provide firm storage service at the tariff rate, offer the customer a discounted rate, or enter into a negotiated rate transaction. In all cases, however, Section 284.13(b) of the FERC regulations requires that the details of the transaction, including the name of the customer and the price, be posted at the time service is first nominated under the contract. The same is also true for storage operators authorized to charge market rates, such as Bluewater Gas Storage.

As noted previously, several stakeholders have proposed that actual market prices of storage services should be disclosed so customers can make informed purchasing decisions. Other stakeholders disagreed with disclosing the details of individual transactions because they believe it reveals commercially-sensitive information and there are other ways to obtain price discovery in the marketplace. Staff suggested that to assist customers in their purchasing strategies, a storage company may disclose the highest and lowest price, and a weighted average price resulting from a storage open season. Staff also invited comments from parties on this suggestion.

Staff notes that this would not apply to storage contracts that are negotiated outside a competitive open season process (e.g., bilateral contracts). An option, which one stakeholder suggested, is to have information on negotiated storage contracts filed confidentially with the Board, which could then be used to develop a weighted average price or another index that would be made publicly available.¹¹ Another possible alternative would be to require storage companies to report annually the weighted average price received for each class of storage service.¹² Staff invites comments on these options.

4.3.5 Design Capacity

Staff proposes that all storage operators should post information describing the physical capacities of their storage facilities on their websites and update this information whenever there is a change. Since physical construction and operation of underground storage continues to be regulated by the Board, this is information that might already be publicly available, but may not be equally accessible to all market participants.

Applicability: All storage operators.

Content: Total storage capacity for each storage pool
 Base gas quantity for each storage pool
 Working gas capacity for each storage pool and total
 Design withdrawal capacity for each storage pool and total
 Design injection capacity for each storage pool and total

Format: Web posting

Frequency: Posted by November 1 each year, and updated whenever
 information changes.

¹¹ Confidential filing of storage contract information was raised in the NGEIR proceeding. MHP Canada observed in its written argument that “it would be consistent with forbearance principles for the Board to require market participants to provide their confidential market-related transactional information on a confidential basis to assist the Board in monitoring the competitive state and health of the market.”

¹² Union already discloses aggregate storage pricing information in the course of rate cases and other regulatory proceedings. See, for example, Table 1 on p. 20 of the NGEIR Decision.

5 COMPLAINT MECHANISM

Staff believes that the complaint mechanism to be developed as part of STAR should provide customers (or other market participants) with the opportunity to have their concerns about unfair and discriminatory access to transportation services dealt with in a fair, timely and effective process.

Also, staff thinks that customers (or other market participants) should have the opportunity to have concerns related to the competitive storage market addressed by the Board consistent with its jurisdictional authority.

5.1 Existing Practices in Ontario

Union has developed a customer complaint policy for customers and gas marketers. The procedures for this policy include a requirement to have the complaint presented in writing, and a commitment from Union to respond to the complaint in writing within 10 business days, or with an interim response if more time is needed.

Enbridge has developed a customer issue assistance program. The procedures for this program include a multi-step process that begins with discussions with a customer service representative, then escalating to their Customer Ombudsman, and finally forwarding the issue to the OEB if it remains unresolved.

MHP Canada has not developed a written complaint procedure.

Section 16 of OEB's Electricity Distribution License addresses the issue of customer complaint process. The License requirements state that Electricity distributors shall:

- Have a process for resolving disputes in a fair, reasonable and timely manner.
- Publish information to make its customers aware of the process.
- Make a copy of the process publicly available at no cost.
- Refer all unresolved complaints to a third party or the Board for review.

5.2 Rules and Practices in Other Jurisdictions

The jurisdictional review that was completed for staff as part of this initiative indicated that all the jurisdictions examined had a complaint mechanism for customers. This review included the following jurisdictions: FERC, California Public Utilities Commission, Michigan Public Service Commission, Oklahoma Corporation Commission, British Columbia Utilities Commission and the Office of Gas and Electricity Markets (in the United Kingdom).

The common features of these complaint mechanisms are:

- Public disclosure of the complaint process.
- The use of an enforcement hotline to receive complaints.
- The encouragement of parties to try to come to a resolution of the issues before bringing the concern to the attention of the regulator.
- The option of using a dispute resolution service, assisted by regulator staff, to mediate and facilitate disputes.
- Initiating a formal complaint proceeding to be heard before an administrative law judge.

5.3 Options

It is the view of staff that there are two key elements that could form the basis for the STAR complaint process for customers (or other market participants). They are: 1) resolving day-to-day operational type complaints and 2) reviewing issues of compliance with STAR.

For day-to-day operational type complaints, it is staff's view that these issues would be most effectively resolved by having the parties work out the concerns together. To facilitate this, staff believes that it would be reasonable to include in STAR a requirement that transporters and storage companies develop their complaint handling procedures and post these procedures on their website. This requirement may take a form similar to that contained within the Electricity Distribution License where the basic principles for a complaint procedure are outlined. Each company would then be able to develop specific policies that meet the company's individual circumstances.

Staff's suggestion that each company be allowed to develop their own set of complaint procedures raises the question of whether the Board should review and approve each company's procedure. Board approval of each procedure

would ensure they are consistent and meet the standards of effectiveness and fairness expected by the Board. However, the Board has chosen not to approve the individual complaint procedures of the electricity distributors, and there appears to be no reason that storage and transportation companies need closer scrutiny. The process for Board approval of revised complaint procedures in the future may also become cumbersome. Therefore, it may not be necessary to have Board approval of complaint procedures. Staff invites comments as to whether it is necessary that each company's complaint procedures be reviewed and approved by the Board.

In relation to reviewing issues of compliance with STAR, some parties at the stakeholder meetings suggested that these concerns be resolved directly between the parties. The OEB, however, has established its Compliance Office with a mandate of ensuring effective compliance monitoring and enforcement of the OEB's regulatory requirements. In order to fulfill this mandate the Compliance Office anticipates that any issues relating to the implementation and compliance with the provisions of STAR would be brought to the attention of the Compliance Office for review and resolution. Therefore, staff believes that customers with compliance concerns regarding STAR should be directed to contact the OEB Compliance Office. Staff invites parties to provide any alternatives to the approach of directing parties with compliance concerns to the Compliance Office.

5.4 *Unfair and Discriminatory Practices*

In the NGEIR decision, the Board stated that it had a duty to protect the interests of customers using competitive storage services and that it expects parties to bring any issues of market failure to the Board's attention. Also, staff recognizes that issues relating to unfair and discriminatory practices may occur in the transportation market that are not covered by STAR. Therefore, staff believes that customers (or other market participants) should have the opportunity to have these concerns addressed by the Board.

Staff proposes that the process for addressing these concerns is for parties to bring the issues directly to the Board. The Board would review and respond to these issues consistent with its jurisdictional authority.

Staff invites comments from parties on this proposed process.

APPENDIX I

<i>List of Participants in EB-2008-0052</i>
Association of Power Producers of Ontario
AltaGas Limited
Bluewater Gas Storage
Building Owners and Managers Association of The Greater Toronto Area
Canadian Manufacturers & Exporters
City of Kitchener
Consumers' Coalition of Canada
Direct Energy
Enbridge Gas Distribution Inc.
Federation of Rental-Housing Providers of Ontario
GazMetro
Industrial Gas Users Association
London Property Management Association
Market Hub Partners Canada L.P.
Nexen Marketing
Pollution Probe
Ontario Energy Savings L.P.
Ontario Power Authority
Ontario Power Generation
SemCanada Energy

<i>List of Participants in EB-2008-0052</i>
Shell Energy North America (Canada) Inc.
Superior Energy Management
TransCanada ANR Pipeline Company
TransCanada PipeLines Limited
Union Gas Limited
Vulnerable Energy Consumers Coalition

APPENDIX II

FERC Section 284.13 Reporting - Transportation Services

Report	Regulation	Frequency	Description
Index of Customers (F,P)	284.13(c)	Quarterly	• Customer name • Contract number • Rate schedule • Effective date and expiry date • Maximum transportation quantity • Receipt and delivery points • Negotiated rate indicator (Yes/No) • Name of agent or asset manager • Affiliate relationship
Report on Firm Services (P)	284.13(b)	No later than the first nomination under transaction	• Shipper name • Contract number • Rate charged under each contract • Maximum rate • Duration of the contract • Receipt and delivery points • Contract quantity • Any special terms • Affiliate relationship
Report on Interruptible Services (P)	284.13(b)	Daily	• Shipper name • Rate charged under each contract • Maximum rate • Quantity allowed under contract • Special details
Available Capacity Report (P)	284.13(d)(1)	Whenever capacity is scheduled	• Available capacity at receipt and delivery points • Design capacity of point or segment • Amount scheduled • Service outages/capacity reductions
Peak Day Capacity Report (F)	284.13(d)(2)	March 1 each year	• Estimated peak capacity of the pipeline's system

F – Filed with the regulator

P – Posted on the company's website

FERC Section 284.13 Reporting - Storage Services

Report	Regulation	Frequency	Description
Index of Customers (F,P)	284.13(c)	Quarterly	• Customer name • Contract number • Rate schedule • Effective date and expiry date • Maximum storage quantity • Negotiated rate indicator (Yes/No) • Name of agent or asset manager • Affiliate relationship
Semi-Annual Storage Report (F)	284.13(e)	Within 30 days of the end of the injection or withdrawal season	• Customer name • Affiliate relationship • Maximum storage quantity • Maximum daily withdrawal quantity • Quantities injected and withdrawn • Unit charges and revenues received
Report on Firm Services (P)	284.13(b)	First nomination	• Shipper name • Contract number • Rate charged under each contract • Maximum rate • Duration of the contract • Contract quantity • Affiliate relationship
Report on Interruptible Services (P)	284.13(b)	Daily	• Shipper name • Rate charged under each contract • Maximum rate • Quantity allowed under contract • Special details
Available Capacity Report (P)	284.13(d)(1)	Whenever capacity is scheduled	• Available capacity at receipt and delivery points and in storage fields • Design capacity of point or segment • Amount scheduled • Service outages/capacity reductions
Peak Day Capacity Report (F)	284.13(d)(2)	March 1 each year	• Estimated storage capacity and maximum daily delivery capacity

F – Filed with the regulator
P – Posted on the company's website

TAB 7



Ontario Energy Board

Commission de l'énergie de l'Ontario

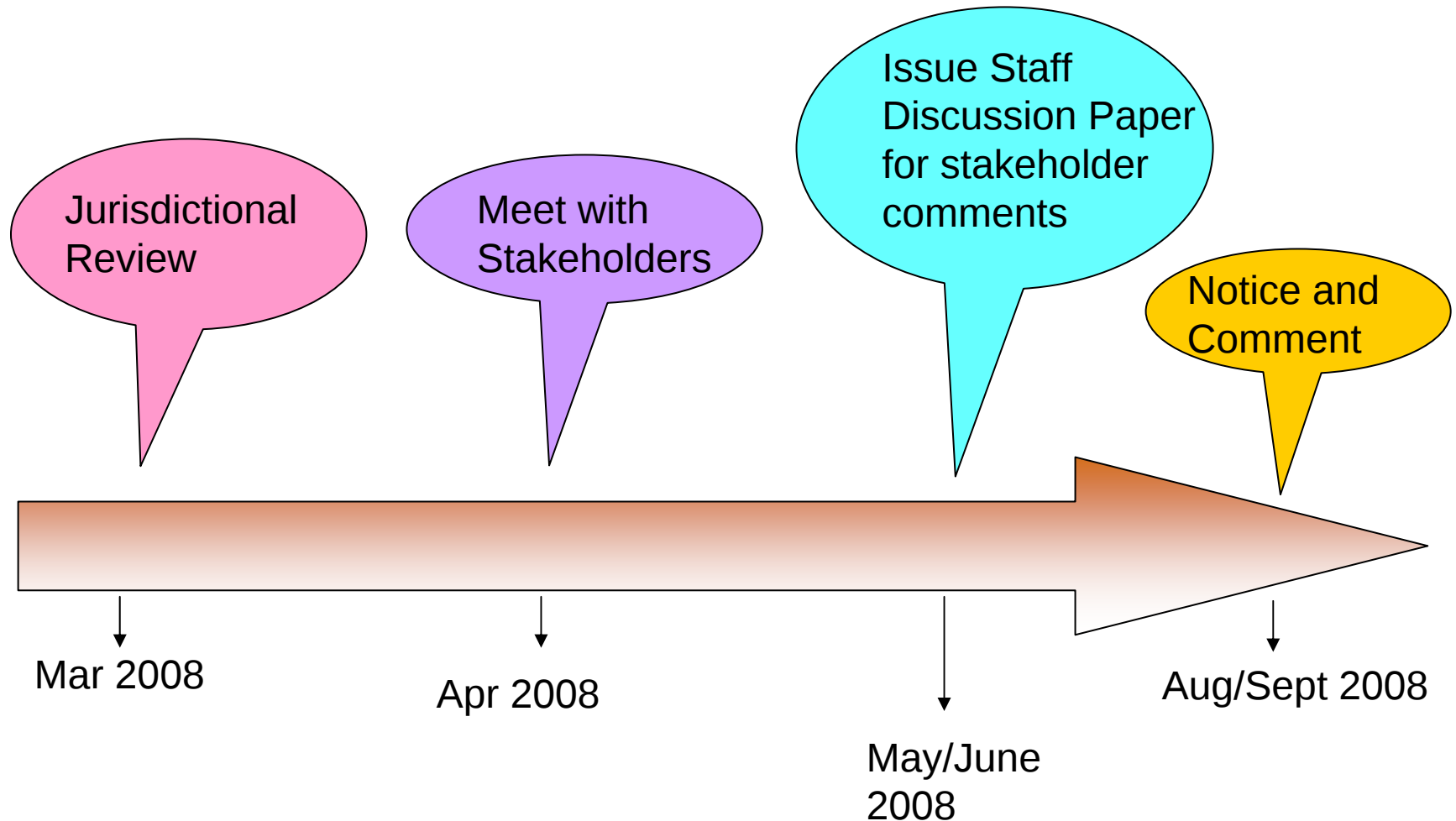
Storage and Transportation Access Rule (STAR)

Stakeholder Meetings - April 16, 17 and 18, 2008

- Background
- Process and Timelines
- Jurisdictional Review
- Objectives and Options
 - Implementation

- NGEIR decision
 - Necessary to develop rules of conduct and reporting related to storage
 - Merit to Storage and Transportation Access Rule (STAR)
- Board issued letter that describes the STAR process
 - Development of STAR will be conducted in two phases

- Development in two phases:
 - Consultation leading to Staff Discussion Paper
 - Rule making as per section 44(1)(d) of the *Ontario Energy Board Act, 1988*
- Twenty-five registered participants representing diverse interests



April 16th morning meeting: - Union - Enbridge	April 16th afternoon meeting: - VECC - CCC - LPMA/BOMA - DR Quinn & Associates - City of Kitchener - IGUA - CME
April 17th morning meeting: - AltaGas Ltd. - MHP	April 17 afternoon meeting: - Shell Energy - SemCanada Energy - Direct Energy - Superior Energy Management - Nexen Marketing - OESLP
April 18th morning: - TCPL - ANR/Great Lakes - OPG	- APPrO - OPA - Bluewater - Gaz Metro

Objectives for today's meeting:

- Seek initial comments and views of stakeholders
 - Review staff's initial list of options
 - Stakeholders invited to discuss their options and recommendations

- Transportation and storage services must be provided without undue discrimination or preference
 - Terms of service and capacity allocation rules must be included in tariff
 - Storage service must be offered on a stand-alone basis
 - Pipelines may not give preference to their own storage or balancing services
- Open seasons the preferred way to show need for new facilities
 - Establish operators should allow turn-back (reverse open season)
- Cost-based services must not subsidize market-based services
 - Account for costs of facilities used for market-based services
- Information requirements:
 - Transaction reporting (rates, contract duration, contract terms)
 - Market structure (identify who controls capacity rights)
 - Capacity availability (allow customers to value service, identify withholding)

- Gas Storage Rules (1993) require open and non-discriminatory access to transportation for customers of independent storage providers (ISPs)
- Market-based rates for storage sold to non-core customers
- Utilities must consider ISP storage on par with their own storage facilities
- Reporting:
 - Utilities post transportation flows (historical and forecast) and storage injections and withdrawals.
 - Negotiated contract terms are disclosed to the CPUC and other parties.
 - ISPs file short term transaction summaries and long term contracts (may request confidentiality)
- Affiliate Transactions:
 - PG&E Rule 26 extends affiliate rules to departments within the company.
 - ISPs have been prohibited from any transactions with affiliates.

- National Transmission System (NTS) owned by National Grid Gas, the System Operator.
- Transportation rights sold through on-line auctions
 - Auction schedules specified in the Uniform Network Code
 - Results posted, but winning bidders are not identified
- Rough Storage operates under agreement with Office of Fair Trade
 - Standard storage contract and mandatory auctions
- New storage facilities exempted from regulation on a case-by-case basis
- Reporting:
 - System Operator posts demand forecasts, nominated and actual flows
 - Near real time posting of gas flows at major points on NTS
 - Storage inventory posted daily, aggregated by class of storage facility

- Light-handed regulation of non-utility storage
 - Storage operators must have an approved tariff
 - Market pricing, generally subject to a rate cap
 - MPSC has approved arrangements where capacity was leased to an affiliate
 - Intrastate storage operators offering interstate service subject to FERC regulations
- Negotiated storage terms and pricing for large in-franchise customers
 - Special Contracts must be approved by the MPSC
 - Contracts filed with applications are public information
- Reporting:
 - Consumers Energy posts available capacity and transportation nominations for specific points
 - Revenue from individual Special Contracts identified in annual reports

Oklahoma

- Oklahoma Natural Gas (ONG) storage business deregulated in 1999
 - Storage facilities transferred to a separate affiliate
 - ONG purchases storage through competitive process, without affiliate preference

British Columbia

- BCUC classified Aitken Creek as a public utility after 20 years of operation
 - Exempted from most Utilities Commission Act regulations
 - Oversight of storage contracts with Terasen Gas

- Non-discriminatory access to transportation services
- Ensure consumer protection within the competitive storage market
- Establish a transparent transportation and storage market

Options:

- A transporter offers all capacity through an open season or on-line auction;
- A transporter uses a storage connection agreement; and
- A transporter uses a standard form of contract with minimum terms and conditions for transportation services (e.g., M12 contract).
- Are there other options?

- Which services?
 - Services under Enbridge rate 331 and Union rates M12, M16 and C1 transportation services
 - Others?
- What should be the minimum standards for an open season?
 - Minimum notice and open season period
 - Bid package (including evaluation criteria)
 - Reverse open season
 - Bid results
 - Posting of results
 - Criteria and timing of open seasons

- Board approved?
- Negotiated?
- Public?
- What should the agreement include?

- Board approved?
- Negotiated?
- Public?
- What should be the minimum terms and conditions?
 - Nomination and scheduling procedures
 - Service priority rules (service interruption)
 - Balancing requirements and imbalance charges and penalties
 - Billing and payment
 - Financial assurances
 - Measurement

- Should the Board adopt measures to ensure consumer protection within the competitive storage market? For example:
 - Examine access to transactional services?
 - Examine access to storage?

- Depends on which option becomes a rule
- Examples being examined are part 284 of the FERC regulation:
 - Index of customers
 - Post available transportation capacity by receipt and delivery points on a timely basis
 - Semi-annual storage report
 - Annual filing on estimate of the peak day transportation capacity, storage capacity and maximum daily delivery capability
- Other reporting requirements?

- Should all reporting requirements apply to all storage providers?
- Which services? For example:
 - Services under Enbridge rate 331 and Union rates M12, M16 and C1 transportation services
 - Services under Enbridge rate 330 and Union rate MPSS
 - Others?

- A transporter and storage company must file a written complaint procedure for Board approval; or
- A transporter and storage company must post complaint procedures on their websites; no Board approval.

- What should be the role of the Board?
 - An observer of the company's dispute resolution process
 - Complaints are filed for Board review
 - Public or confidential?
 - Others?



Ontario Energy Board
Commission de l'énergie de l'Ontario

Further questions?

TAB 8



uniongas

A Spectra Energy Company

September 9, 2008

Ms. Kirsten Walli
Board Secretary
Ontario Energy Board
2300 Yonge Street, 27th Floor
Toronto, ON M4P 1E4

Dear Ms. Walli:

Re: EB-2008-0052 STAR
Union's Comments on Staff Discussion Paper

Enclosed please find Union's comments on the Staff Discussion Paper dated July 29, 2008.

Yours truly,

[original signed by]

Marian Redford
Manager, Regulatory Initiatives

c.c.: S. Wong
EB-2008-0052 Intervenors



EB-2008-0052

Storage and Transmission Access Rule

UNION GAS LIMITED

Response to Staff Discussion Paper

September 9, 2008

On July 29, 2008, Board staff released the Staff Discussion Paper on a Storage and Transportation Access Rule (“Staff Paper”). The following is Union’s response to the Staff Paper.

Introduction

As part of the Storage and Transportation Access Rule (“STAR”) proceeding, Union has participated in two Board staff sponsored consultations. The first was held on April 16, 2008 and included representatives from Union, Enbridge Gas Distribution, Board staff and Concentric Energy Advisors Inc. The second consultation was held on May 20, 2008. At the second consultation TransCanada Pipelines, ANR, Enbridge and Union made presentations addressing a series of questions posed by Board staff. Parties were given an opportunity to ask questions to those presenting. In-franchise customer groups and embedded storage developers were well represented at the second consultation. Notably absent, however, were the wholesale energy marketers, the typical users of the services discussed in the Staff Paper. Union notes that marketers are key members of the storage and transportation market given they are both active buyers of the services from the primary providers and equally important active re-sellers in the secondary market.

Throughout the consultation phase of the STAR proceeding, Union has maintained the following:

1. The EB-2005-0551 Board Decision (“NGEIR Decision”) did not contemplate or intend for there to be access rules for storage. The NGEIR Decision focused on access to transportation, specifically access to Union’s transportation system by new and existing storage operators. The Staff Paper broadens the intended scope to include competitive storage services. Further, rules that would control access to storage or that require further reporting or limit the ability of customers to negotiate storage arrangements, would be inconsistent with the storage forbearance decision, and are unnecessary for regulated storage as the Board has already approved the

appropriate allocation methodologies for in-franchise customers.

2. The information that Union currently maintains on its web site (uniongas.com), including the information that Union agreed to provide in EB-2005-0520 Settlement Agreement and what Union committed to report through an undertaking response during the NGEIR proceeding, provides sufficient transparency to market participants to ensure non-discriminatory access.
3. Union already has a detailed written customer complaint policy. The policy is posted on uniongas.com and applies to all customers taking in-franchise regulated distribution services, regulated ex-franchise transportation services and unregulated ex-franchise services. Customers taking regulated services may, at any time, contact the Ontario Energy Board if they feel that the utility is not treating them fairly or is acting in a discriminatory manner. Customers taking competitive storage services have the additional option of lodging a formal complaint with the Competition Bureau or seeking service from other participants in the competitive market. However, there have been no reported problems, and therefore no issues that need to be addressed. Abuse cannot and should not be assumed, and no further measures are required.

Union is also concerned that throughout the STAR process parties, including Board staff, have put forward the position that the appropriate course of action for Ontario is to impose additional reporting requirements from FERC 284.13 with no obvious benefit to customers. There has been no examination as to whether the conditions that resulted in the FERC imposing 284.13 on U.S. storage and transportation companies exist in Ontario or even whether FERC 284.13 is producing the intended outcome in the U.S.

Union submits that there are differences between U.S. storage and transportation companies and Ontario LDC's that bring into question the appropriateness of FERC 284.13 for Ontario. The first is that Ontario LDC's are integrated utilities that offer no-notice distribution service and ex-franchise storage and transmission services. This is not

the case in the U.S. The FERC model is primarily for dedicated pipeline and dedicated storage companies versus an integrated utility like Union. The second important difference is that the OEB has foreborne from regulating ex-franchise storage pricing and contracts (NGEIR Decision, p. 71). This is not the case in the U.S. where companies that are permitted to sell storage services at market rates do so under a commission approved rate schedule and contract. There has also been no examination of the potential significant implementation and on going costs that will ultimately be borne by ratepayers. Union submits that, as a result of the differences between the Ontario and U.S. experience and in the absence of an obvious benefit to ratepayers and customers, adopting FERC 284.13 has not been justified whatsoever.

It is Union's view that the market for regulated transportation services and competitive storage services in Ontario is working well. No party has been able to demonstrate or articulate any deficiencies with the current state that would warrant the creation and implementation of a rule that could result in reduced flexibility to meet customer requests for service, impede the development of innovative services, reduce the competitiveness of Ontario storage companies and increase administrative costs.

The evidence is, in fact, to the contrary. Union has been offering long term firm storage and transportation services for many years. Storage services and short term firm / interruptible transportation services have been offered at market prices since 1989. Over that time, no customer has complained that Union has been discriminatory in its service offerings. Union has continually expanded its facilities and developed services to meet the changing needs of its customers. The Dawn Hub has continued to grow and prosper to the point that today it is recognized as one of the leading market hubs in North America, a concept competitors are trying to replicate in other jurisdictions in our geographic market area. The Dawn Hub was created by customers and supported by Union well before the NGEIR Decision. The Dawn Hub does not require onerous reporting requirements in order to function well.

Union's further comments as they relate to the development of the Storage and Transportation Access Rule ("STAR") and its response to the Staff Paper are provided below under the following headings:

1. The NGEIR Decision
2. Non-Discriminatory Access to Union's Transportation System by New and Existing Storage Operators
3. Allocation of Transportation Capacity
4. Consumer Protection in the Competitive Storage Market
5. Complaint Mechanism
6. Reporting Requirements
7. Conclusion

1. The NGEIR Decision

The Board found at pp. 75-76 that;

"The Board agrees with the Board Hearing Team's principles and shares the concerns related to forbearance raised by a number of parties. Specifically, in refraining from regulating storage rates or approving storage contracts, the Board must:

- *Ensure consumer protection within the competitive market for storage in Ontario.*
- *Ensure access to Union's transportation system on a non-discriminatory basis to new and existing storage operators.*

The Board concludes that it is necessary to develop appropriate operating and reporting procedures to ensure these objectives are addressed. The Board finds that Kitchener's proposal for the development of a STAR (Storage and Transportation Access Rule) has merit.

September 9, 2008

The Board will initiate a process to develop rules of conduct and reporting related to storage. The Board will ensure that the process addresses the following:

- *Requirements to ensure that Union cannot discriminate in favour of its own storage operations or those of its affiliates and cannot discriminate to the detriment of third-party storage providers;*
- *Reporting requirements for all storage providers, although the requirements may vary as between utility and non-utility storage providers, and which may include: terms and conditions, system operating data, and customer information;*
- *A complaint mechanism for customers (or other market participants.)”*

Based on the Board’s finding at pp. 75 - 76 of the NGEIR Decision it is clear that the Board intended that the purpose of developing the access rule was to ensure that “new and existing storage operators” would have non discriminatory access to Union’s transportation system. Consistent with the Board’s decision to forbear from regulating storage pricing and storage contracts for ex-franchise customers, the Board did not contemplate or direct Board staff to develop an access rule for storage.

Furthermore, the idea of a storage access rule is ill-conceived, as:

1. Unregulated storage will be accessed by the competitive market participants. Regulatory rules or other forms of interference are misplaced unless a market failure occurs.
2. Regulated storage access has already been determined by the Board through its approved storage allocation methodologies. There is neither a need nor a use for regulated storage access rules.

It is Union's view that the Board intended that any "transportation access rule" would be limited to transportation access for new and existing storage operators. New and existing storage operators embedded in Union's franchise area take service under Union's Board approved M16 rate schedule. It is inappropriate to expand the transportation access rule to all transportation services (M12 and C1) and "customers" as has happened through the STAR process to date.

2. Non-Discriminatory Access to Union's Transportation System by New and Existing Storage Operators

As indicated above, the intent of the NGEIR Decision was to create a rule that would ensure non-discriminatory access to Union's transportation system by new and existing storage operators. Union currently provides transportation services between Dawn and embedded storage pools under the approved M16 rate schedule. The current M16 transportation service was recently approved by the Board in its EB-2004-0542 Decision with Reasons, dated May 19, 2005 and represents the lowest rate for transportation services on Union's system.

The M16 transportation service is unique in that it is facilitated using a combination of distribution and transmission facilities. Accordingly, Union's ability to provide transportation service to embedded storage pools depends on a number of factors including:

- The size and location of the embedded storage pool
- The unique physical characteristics of the pool itself
- Available capacity and operating conditions on Union's distribution and transmission system
- Local market demand
- Gas quality

As a result of these factors, each M16 contract is tailored to meet the needs of the specific embedded storage operator.

At pp. 13 - 14 of the Staff Paper, Board staff has suggested that the current M16 transportation service could serve as the basis for a "Storage Connection Agreement". Board staff proposes that through additional provisions within the Storage Connection Agreement, storage operators will have "access to transportation on an open, fair and non-discriminatory basis". The additional provisions suggested in the Staff Paper are:

1. The transporter must respond to requests for interconnection facilities and transportation services in a timely manner;
2. The transporter must not impose operating requirements and financial requirements that discriminate unduly between different storage providers;
3. The transporters must offer firm transportation service to and from the meter 365 days per year;
4. The transporter must respond to requests for additional nomination windows and capacity so customers have access to third-party storage and balancing services with the same flexibility as the transporters own competitive storage services; and
5. The transporter must include all related balancing services and overrun provisions in the storage connection agreement.

Union does not see the need for the creation of a Storage Connection Agreement. The current M16 rates schedule and contract are in essence the storage connection agreement and meet the unique needs of embedded storage providers. Further Union does not support posting individually negotiated M16 contracts.

Union responds to all requests for interconnection facilities and transportation requests in a timely manner. Contrary to what has been assumed throughout the Staff Paper, it is in Union's best interest to promote the Dawn Hub by connecting third party storage providers. Union will not withhold capacity or impose operating restrictions if capacity is available. It is always in Union's best interest to provide service when capacity is available. If firm capacity is not available (for example, in the case where a storage operator, which because of the pool's location, cannot connect to distribution facilities would, as a result, not have firm access year round), Union will determine the facilities that are required and, consistent with E.B.O. 188, determine the contribution in aid of construction. This treatment is the same for any customer that wants a service connection at any location on Union's system.

Union does not understand what Board staff means by the standard requiring Union to provide 365 day firm transportation service to the third party storage operator. If firm capacity exists between the third party storage operator's pool and Dawn the storage operator is able to contract for that capacity on a firm basis per the M16 rate schedule.

With respect to Board staff's suggestion that transporters be required to offer additional nomination windows and capacity to allow storage operators to offer similar services as those developed for power customers, no storage provider has requested such a service. If, however, a storage operator approaches Union with a request for a specific service or service enhancement, Union will do its best to meet the storage operator's service needs. Union notes that not all service requests can be accommodated.

Finally, balancing and overrun provisions are included in the Hub contract referenced in the M16 standard contract posted on uniongas.com.

3. Allocation of Transportation Capacity

As indicated above, it is Union's view that the STAR process initiated by the Board was intended to address access to transportation by new and existing storage operators.

Board staff has made the following suggestions (p. 8) with respect to the allocation of capacity for other transportation services:

1. All new firm capacity should be offered through an open season process;
2. Existing long-term firm capacity (greater than one year) should be offered through an open season;
3. Existing short term capacity (one year or less) and interruptible capacity may be offered through an open season or other methods developed by the transporter;
4. Allocation methods and open season processes outlined in detail in the companies tariffs; and
5. Open seasons for existing long-term firm and short-term transportation capacity should be held based on a fixed schedule.

Union allocates M12 and C1 transportation capacity through a combination of open season and direct negotiation with customers. This flexibility is preferred by both Union and its customers. Union believes its current methodology for allocating transportation capacity is fair, non-discriminatory and responsive to the needs of its customers (storage companies, pipeline companies, marketers, in-franchise customers and other LDC's). Union has not received any complaints from customers with respect to its current process for allocating transportation capacity. Contrary to the unsubstantiated statements and concerns expressed by Board staff, Union's current process for allocating transportation capacity does not in any way allow Union or its affiliates to discriminate in favour of its own storage operations or to the detriment of third party storage providers. Union does

not bundle M12 and C1 transportation services with competitive storage service. Storage and transportation services are sold independently in the ex-franchise market. The fact is that Union does not know the purpose for which the transportation service is being used when it receives a request for M12 or C1 transportation services.

The following table outlines the Union's approach to allocating transportation for M12 and C1 transportation services:

<u>Term</u>	<u>Contract Type</u>	<u>Capacity New/Existing</u>	<u>Firm/Interruptible</u>	<u>Approach to Market</u>
Long-Term (1 year +)	M12	New	Firm	Always Open Season
Long-Term (1 year +)	M12	Existing Firm (Rarely is existing capacity turned back)	Firm	Open Season or Direct Negotiation
Long-Term (1 year +)	C1	New	Firm	If large enough term or volume, may be part of open season.
Long-Term (1 year +)	C1	Existing	Firm	Open Season or Direct Negotiation
Short-Term (less than 1 year)	C1	Existing	Firm	Typically would be direct negotiation
Short –Term (less than 1 year)	C1	Existing	Interruptible	Posted price Can be nominated Can be negotiated

Union takes this approach to allocating transportation capacity for M12 and C1 services for the following reasons:

1. The Dawn to Parkway transportation system has no available firm transportation capacity. Accordingly, all new firm transportation on the Dawn to Parkway system is offered through an open season and supported by long term contracts. Union will, however, hold non-binding open seasons for new M12 firm capacity to gauge market interest and determine if there is enough market support for new facilities. The transmission open season and allocation procedure is posted on uniongas.com and is

not required in the tariff. Market demand drives the supply of capacity.

2. Existing long-term firm M12 transportation capacity may be allocated using an open season or through direct negotiation. Long-term Dawn to Parkway capacity is rarely turned back. Turn back can occur either through a reverse open season or capacity can be turned back at the end of a contract. Since 2002, there have been 2 instances of turnback with a total volume of approximately 27,000 GJs. If an amount was turned back, that volume would be accumulated with the other market intelligence to determine whether an open season is needed. In many cases given the amount turned back is small, Union (the regulated utility) will use the capacity to support in-franchise needs.
3. Unlike Dawn to Parkway transportation services which are “sold out”, currently there is capacity in excess of market demands for firm C1 transportation service on most other paths (e.g. Bluewater to Dawn or Ojibway to Dawn). As a result the majority of firm services offered to the market are through direct sales and negotiation. Union will, however, use an open season process for C1 services if there is sufficient volume and interest in the market to warrant offering capacity through an open season.
4. Union requires the ability to directly negotiate with customers because standardized products offered through open seasons do not work for all customers. Customers have different needs and their portfolios of storage and transportation assets vary. As a result some customers prefer not to participate in open seasons and want the ability and flexibility to negotiate contracts for the specific assets and terms to reflect their unique requirements.
5. Short term interruptible transportation services are available to in-franchise and ex-franchise customers through the Hub contract. The service price is posted on uniongas.com and customers nominate a volume to use this service. If the interruptible capacity exists that day, the volume will flow. Union views this as the most transparent service of any pipeline – customers have easy access to all routes at

a posted price. Unlike other pipelines, including TCPL, there is no daily auction for price required.

6. Some customers are required to seek competitive bids for services which make participating in open seasons difficult.

Minimum Standards for Transportation Open Seasons

As indicated in the Staff Paper, Union's transportation open season bid package already meets most of the minimum standards suggested by Board staff. Board staff, however, expressed concerns that Union's open season package does not include:

1. The amount of capacity being offered in the open season;
2. A provision that would result in the posting of bid results for C1 firm transportation services; and
3. The criteria and timing of future open seasons.

The amount of capacity being offered in the open season

Union does not typically include the amount of capacity that is being offered as part of its bid package. Union has, however, provided this information if it felt that the capacity being offered is critical to the market. For example in cases where Union expects that the market demand for capacity significantly exceeds the capacity that Union is able to bring to market, Union will include the capacity being offered as part of the bid package.

A provision that would result in the posting of bid results for C1 firm transportation services

For long-term firm M12 transportation services, bid results will be posted on the company's web site, uniongas.com, on a quarterly basis as part of the Index of Transportation Customers, once contracts begin to flow. The index of customers for long term firm transportation service includes shipper name, volume, contract flow dates (beginning and end) and receipt and delivery points. The index of customers for long-term firm M12 transportation service is discussed below.

Union does not currently post an index of customers for long term firm C1 transportation services. If posting an index of customers for long term firm C1 transportation services is a requirement of the final rule, Union will post the information. Union suggests that the format and frequency be the same as the M12 Index of Customers.

With respect to short-term firm transportation services Board staff suggests at p. 10 of the Staff Paper that to ensure price transparency and market certainty, Union should include in a bid package a minimum price for service. Alternatively, Board staff has suggested that the Board approve a cost based recourse rate that would be included on the C1 rate schedule.

Union does not typically offer short term firm service through an open season. Short term firm transportation service terms and pricing are determined through direct negotiation with customers. Union does not support either of the options put forward by Board staff. The market for short term firm transportation services is competitive and does not require the type of intervention suggested in the Staff Paper. Implementing either of the suggestions in the Staff Paper will result in Union becoming less competitive relative to other market participants that offer similar services in the secondary market.

The criteria and timing of future open seasons

On p. 11 of the Staff Paper, Board staff suggests that the criteria and timing of future open seasons should be disclosed. Board staff believes that access to information on the timing of future open seasons by Union employees that sell competitive storage services will impart a competitive advantage to Union. The concerns expressed by Board staff are unfounded. Union does not bundle M12 and C1 transportation services with competitive storage services. Storage and transportation services are sold separately and independently of each other in the ex-franchise market. Union sees no value to disclosing this information especially because, as acknowledged by Board staff, the criteria and timing may change depending on market conditions.

Standard Transportation Contract

Union has a standard M12 transportation contract which was agreed to by parties in the EB-2005-0520 Settlement Agreement (p.30). Union made a commitment to:

1. Post the standard M12 transportation contract and any future changes to the standard contract on its website, providing at least six months advance written notice to all M12 transportation shippers of any changes to the standard contract.
2. File all variations between the standard contract and new contracts with the Board on a contract specific basis before such new contracts come into effect (i.e., first flow of the contract) and promptly post this information on uniongas.com.

The M12 standard transportation contract is currently posted on Union's website. There have not been any variations between new contracts and the standard contract since the EB-2005-0520 Settlement Agreement. Union's standard M16 transportation contract is also posted on uniongas.com.

On p. 11 of the Staff Paper, Board staff has suggested a number of minimum terms and conditions for inclusion standard contract. With the exception of the Priority of Service

(“POS”), Union’s standard M12 contract’s general terms and conditions include the minimum conditions suggested by Board staff.

With respect to the POS, Union has published guidelines for scheduling reductions and service restrictions for Union’s interruptible service. A firm contract is “firm”, and therefore always flows. The POS guideline has been reviewed by the External Policy team as contemplated in the EB-2005-0520 Settlement Agreement and is posted on uniongas.com.

POS is a policy/guideline, instead of embedded within the contract to allow adjustments to reflect the creation of new services. The guideline is public, widely available and applicable to all parties. If it were to be embedded in the contract, Union would have less flexibility in developing new services. Union is willing to place a reference to the POS within the contract to indicate the guideline is posted on the website.

Board staff has also suggested that the standard contract be part of the Board approved tariff. The Board approved tariff currently includes posted rates for service and the General Terms & Conditions. Union does not support including the standard contract within the Board approved tariff. This would limit Union’s flexibility to meet customer needs since every contract variation would require Board approval.

4. Consumer Protection in the Competitive Storage Market

At p. 75 of the NGEIR Decision the Board found that it must “*Ensure consumer protection within the competitive storage market*”. Board staff, at pp. 16 - 18 of the Staff Paper, put forward the position that the consumer protection contemplated by the Board was for ex-franchise customers taking competitive storage services. Union disagrees fundamentally with this position. In the NGEIR Decision, the Board found that storage in Ontario is competitive within the geographic market area. Within a competitive market, Union submits that the Board has no role in protecting consumers for competitive services. The Board does have a role, however, in the case of market failure. Union

agrees with the Board stated expectation, “that parties will bring any issues of market failure to the Board’s attention.” (NGEIR Decision p.70)

Union submits that customers taking competitive storage services are protected by a healthy and vibrant competitive market. Customers have choices within the competitive market and the ability to exercise those choices. Nothing with respect to the competitive market has changed through the NGEIR decision. As indicated above, the Board expects customers within the competitive market to bring issues of market failure to the Board’s attention. In addition, customers within a competitive market are able to make a formal complaint under Union’s existing complaint policy discussed above or take complaints of market abuse directly to the Competition Bureau.

At p. 17 of the Staff Paper, Board staff has suggested that the Board approve standard terms and conditions for competitive storage services. This suggestion is clearly inconsistent with the Board’s findings in the NGEIR Decision where the Board stated it would, “refrain from regulating rates or approving contracts for Union’s short- or long-term ex-franchise storage services” (p. 71).

Approving standard terms of service for competitive storage would amount to regulating storage contracts which was clearly not the intent of the Board in the NGEIR Decision. Further it would stifle the development of new and innovative storage services by Union, and other storage providers and put Union at a competitive disadvantage.

With respect to in-franchise services, Union believes that the Board does have a role in protecting the interests of consumers in a competitive storage market. Union submits, however, the Board already provides in-franchise consumers with sufficient consumer protection through:

1. The continued rate regulation of in-franchise storage services;

2. The determination in the NGEIR Decision that 100 PJ of storage space will be set aside at cost based rates to accommodate in-franchise growth; and
3. The recent storage allocation decision, whereby the Board established the appropriate storage allocation methodologies for in-franchise customers.

5. Complaint Mechanism

Customers already have several avenues for raising a complaint. The first avenue is the customer service representative. Union strives to resolve issues by having the parties work their concerns together. The customer representative is always available to the customer to discuss and work to resolve issues. The customer representative assigned to a customer is likely the same person who finalized contract parameters and therefore is the person best positioned to address customer concerns.

The second avenue for expressing concerns is Union's already established "Written Customer Complaint Policy" posted on uniongas.com. The policy applies to all customers who receive distribution, storage and transportation services from Union. There have been no complaints received relating to storage and transportation. Further, the current service quality requirements as approved in EB-2005-0453 (dated March 27, 2006) include a performance measure for timing of a written response to a complaint made under Union's complaint policy.

The final and always available avenue for expressing concerns is the Board.

6. Reporting Requirements

Union supports the establishment of principles to ensure an open transparent and non-discriminatory transportation market. Union believes establishing principles for an

access rule is key to determining what is required and not required for reporting, posting, procedure development and oversight options as needed.

Union supports the principles laid out in the Staff Paper (p. 19) subject to the following amendments (highlighted).

1. Reporting should be accessible, timely, and as streamlined as possible. This can be accomplished, for example, by using on-line postings instead of having reports filed with the Board **for non-confidential information**, utilizing existing standards (where appropriate), and avoiding unnecessary reporting.
2. Companies offering competitive storage services should have similar access to information about the natural gas utilities' transportation services.
3. Market transparency should be weighed against the need to protect commercially-sensitive information.
4. Reporting requirements should not put Ontario storage operators at a disadvantage relative to competing storage operators **and others (i.e., third party marketers)** in other jurisdictions.
5. Reporting requirements should be uniform **and applicable to all market participants**.

Consistent with the above principles, Union committed in the EB-2005-0551 NGEIR proceeding, to post on uniongas.com, customer information similar to the requirements for the "Index of Customers" per the FERC 284.13 Rule. Union believes that the information that it has committed to file in the NGEIR proceeding provides sufficient information to allow for transparent, non-discriminatory access to Unions transportation and storage services. Union's commitments are described in more detail below.

Union Index of Customers: Long Term Transportation Contracts

Union currently publishes an index of customers for long term firm M12 transportation (one year and greater).

The index of customers for long term firm transportation service includes party name, identification number, receipt and delivery points, maximum transportation quantity, term (start and end date of contract). Per the FERC 284.13 requirements, the M12 rate, which is regulated and the same for all customers, can be found in Union's approved rate schedule is posted on uniongas.com.

The index of customers is posted quarterly on January 1, April 1, July 1 and October 1. This is consistent with the FERC 284.13 requirement. At the May stakeholder consultation Union was requested to change the posting of the October 1st update to November 1st. If this change better meets the needs of customers Union would consider the change. Union notes, however that this change would result in misalignment with the reporting of other companies in the market area governed by FERC.

Union would consider posting the same information for other long term firm transportation services such as C1 and M16 if required.

Union Index of Customers: Long Term Storage Contracts

Union's index of customers for long term firm storage services provide information for contracts with terms of two years or greater. Long term storage was defined and confirmed as storage contracts with terms of two years and greater in the NGEIR Decision at p 22.

The index of customers for long-term storage services includes party name, identification number, maximum annual storage quantity, term (start and end date of contract). Storage pricing is not and should not be included in the index because the Board has foreborne

from regulating storage pricing and contracts. All storage services are sold at market prices and there is no Board approved rate schedule for long term storage.

The index of customers for long term storage services is posed on January 1, April 1, July 1 and October 1. At the May stakeholder consultation Union was requested to change the posting of the October 1st update to November 1st. If this change better meets the needs of customers Union would consider the change. Union notes, however that this change would result in misalignment with the reporting of other companies in the market area governed by FERC.

Union does not believe the Index of Storage Customers should include Union's storage capacity and withdrawal deliverability reserved for in-franchise as a separate internal storage customer. Union will manage and market all storage on an integrated basis. In particular, Union will manage the 100 PJ storage reserved for in-franchise customers as part of its integrated assets. In-franchise services are bundled no notice services which are not nominated services.

Annual and Semi-Annual Reporting to the Ontario Energy Board for Storage and Transportation

Union also committed in EB-2005-0551 to file annual and semi-annual information similar to the FERC 284.13 requirements. Union has not filed these reports as yet and is waiting for the outcome of this proceeding. These reports will contain confidential customer information. Union believes that these reports should be filed with the OEB in confidence.

Consistent with FERC 284.13 Union will provide the following in the Annual and Semi-Annual Report.

Annual Report

Union will make an annual filing to the Board by the last business day of the fourth month (April 30th) Since Union's withdrawal period is from November 1 to March 31 and, in order to have accurate data, the Annual Report would be filed one month after the withdrawal period. This Annual Report will include:

- a) The estimated peak day transportation capacity.
- b) The estimated storage capacity
- c) The estimated maximum daily deliverability capability of storage facilities

Semi-Annual Storage Report

Within 30 days of the end of each complete storage injection and withdrawal season Union will file a report of storage activity with the Board. The report will contain a summary of storage injection and withdrawal activities, for firm contracts with terms of two years in length or greater. The report will include the following:

- a) The identity of each customer injecting gas into storage and/or withdrawing gas from storage, and identifying if there is any affiliate relationship;
- b) The maximum storage quantity and withdrawal quantity applicable to each customer
- c) The quantity of gas injected and/or withdrawn by each storage customer, during the period.

The report will not include the rate schedule (competitive storage services are not sold under a Board approved rate schedule), unit charge and total revenues received during the injection/withdrawal period for each storage customer.

Available Capacity Reporting

Union disagrees with claim made in the Staff Paper at p. 23 that information regarding operationally available capacity is needed so that parties know what capacity is available from day to day and to assess how the availability of storage and transportation services are affected by changes in operating conditions. Board staff also indicates that posting available capacity will allow market participants and the Board to identify when capacity is being withheld.

Union's facilities are constructed to meet the peak day requirements of its in-franchise customers and its firm ex-franchise contractual commitments. Union's ability to offer interruptible services, which are discretionary and subject to interruption on a daily basis, comes as a result of excess daily in-franchise capacity due to warmer than peak day temperatures and/or ex-franchise nominated volumes that are below the contracted amounts. The availability of capacity is not the result of Union's operational decisions. For the majority of the year there is insufficient market demand for the interruptible storage and transportation capacity available. It is demand for services that drives the daily load factors on the facilities.

Union has the Traffic Light System which is an operational status identifier located on uniongas.com and Unionline. The traffic light indicates the likelihood of scheduling reductions for interruptible services on any of the transport paths or for injections/withdrawals at Dawn Storage. A "green" signal indicates the short term interruptible capacity is available. Given Union's system is a winter peaking system, interruptible capacity is available on all but a few days. This system has been accepted and effectively used by customers for some time. Posting of operationally available capacity provides no additional benefit to customers.

Enhancements to the traffic light system are being examined through the EB-2007-0725 Storage Allocation directive on the authorization process focus on transactional services and injection/withdrawal overruns. Enhancements would include additional, descriptive

commentary or communication when the status changes. By November 30, 2008 a final proposal including the detailed implementation plan will be filed for review with the Board, as required by EB-2007-0725.

With respect to Board staff's concerns related to the possible withholding of capacity, again, Union has no incentive to withhold capacity. The incentive is for Union to sell as much interruptible service as possible.

Design Capacity Reporting

The Staff Paper suggests at p. 26 that all storage operations should post information describing the physical capacities of their storage facilities on their websites and update this information whenever there is a change. The information posted would include; total storage capacity for each storage pool, base gas quantity for each storage pool, working gas capacity for each storage pool and total, design withdrawal capacity for each storage pool and total, design injection capacity for each storage pool and total.

Union does not support posting individual pool information. Since Union provides storage service from its integrated operations and does not sell storage services from individual storage pools this information is of no use to the market. Union has agreed to provide the total storage capacity as part of the Annual Storage Report.

7. Conclusion

Union currently provides transportation and competitive storage services in a fair, open and non-discriminatory manner. This has been the case from the time that Union started offering these services and long before the creation of a STAR was considered necessary. Union does not believe that the suggestions in the Staff Paper related to the allocation of transportation capacity, contractual matters, consumer protection and additional reporting are required. Union's current processes and reporting, including the reporting agreed to during the NGEIR Decision is sufficient.

September 9, 2008

The assumption throughout the Staff Paper seems to be that, as a result of the NGEIR Decision, transporters and competitive storage operators, such as Union, will act in a way that discriminates against other parties to gain advantage for themselves. This assumption is unfounded and unsupported.

As indicated above, Union has a long tradition of offering transportation and storage services in a fair, open and non-discriminatory manner. There is no incentive for Union to act in any other way. It is Union's best interest offer as much capacity as it can into the market place and continue to support a vibrant and active Dawn Hub. No party has been able to demonstrate or articulate any deficiencies with the current state that would warrant the creation and implementation of a rule that could result in reduced flexibility to meet customer requests for service, impede the development of innovative services, reduce the competitiveness of Ontario storage companies and increase administrative costs.

TAB 9



500 Consumers Road
North York, Ontario M2J 1P8
PO Box 650
Scarborough ON M1K 5E3

Lorraine Chiasson
Regulatory Coordinator
phone: (416) 495-5962
fax: (416) 495-6072
Email: lorraine.chiasson@enbridge.com

September 9, 2008

VIA COURIER AND EMAIL

Ms. Kirsten Walli
Board Secretary
Ontario Energy Board
2300 Yonge Street
Suite 2700
Toronto, Ontario
M4P 1E4

Dear Ms. Walli:

Re: EB-2008-0052 - STAR
EGDI's Comments on Board Staff Discussion Paper

Enclosed please find Enbridge Gas Distribution's comments on the Board Staff Discussion Paper.

Three paper copies is being sent to the Board via overnight courier.

Sincerely,

[original signed by]

Lorraine Chiasson

encl.

cc: All Interested Parties EB-2008-0052

EB-2008-0052

ONTARIO ENERGY BOARD

IN THE MATTER OF the *Ontario Energy Board Act*, 1998, S.O. 1998, c. 15 (Sched. B)

AND IN THE MATTER OF the Ontario Energy Board's Consultation on a Storage and Transportation Access Rule (STAR)

**SUBMISSIONS OF
ENBRIDGE GAS DISTRIBUTION INC.**

1. Enbridge Gas Distribution Inc. ("EGD") is pleased to provide its comments in response to the Discussion Paper authored by Staff of the Ontario Energy Board (the "OEB" or the "Board") in respect of a Storage and Transportation Access Rule ("STAR").

A. OVERVIEW

2. The OEB Staff Discussion Paper sets out OEB Staff's "initial thoughts" about what should be included in a STAR that would apply to EGD, as well as to Union Gas Limited ("Union") and other storage providers. While EGD supports, or does not object to, many of the items proposed in the Discussion Paper, there are a number of proposals or suggestions in the Discussion Paper which are not necessary to ensure non-discriminatory access to transportation services and/or are inconsistent with the notion of a competitive market for storage. Moreover, several of the items proposed for a STAR go beyond the reporting requirements envisaged by the Board when it issued its Decision with Reasons in the Natural Gas Electricity Interface Review (the "NGEIR Decision") mandating the development of a STAR.

3. The NGEIR Decision determined that the OEB would refrain from regulating new storage development in Ontario (as well as the existing ex-franchise market). It also recognized, though, that there is a potential for abuse where the transportation that connects this storage is a monopoly service offered, for the most part, by the same utility who will own the storage. The OEB determined, therefore, that rules (a STAR) should be put in place to prevent any such abuse, thereby protecting the interests of customers.

4. EGD advocates an approach to STAR that imposes additional regulation and reporting obligations only as necessary to give effect to the NGEIR Decision. As set out in the detailed comments below, there are a number of places where Board Staff's proposals go well beyond the content and intent of the NGEIR Decision. Most notably, the proposal that storage operators in the OEB-sanctioned competitive market must disclose pricing information is completely at odds with the NGEIR Decision. It is contradictory to, on the one hand, recognize the existence of a competitive market, and then, on the other hand, require market players to disclose the privately negotiated prices paid in that competitive market.

B. CONTEXT FOR EGD'S COMMENTS

5. The starting point for this consultation is the OEB's NGEIR Decision. It is the NGEIR Decision that concluded that a process should be initiated to develop rules of conduct and reporting related to storage and transportation. It follows, of course, that a STAR should be consistent with the NGEIR Decision.¹

6. In the NGEIR Decision, the OEB concluded that new storage services are needed and that the best way to ensure that new innovative storage services are developed and offered into the market is "to refrain from regulating these services" and that "competition in these services will be sufficient to protect the public interest"². The OEB reached a similar conclusion in respect of storage sold to ex-franchise customers.

7. At the same time as the OEB decided to refrain from regulating storage rates, it also noted that it wished to ensure that its Decision resulted in new services being offered, and that access to Union's transportation system would be offered on a non-discriminatory basis to new and existing storage operators.³ To accomplish this, the OEB decided that it would initiate a process to develop a STAR, and the process would address three items⁴:

- (a) Requirements to ensure that Union cannot discriminate in favour of its own (or its affiliates') storage operations, and cannot discriminate to the detriment of third-party storage providers;
- (b) Reporting requirements for all storage providers, which may include terms and conditions, system operating data and customer information; and

¹ A STAR should also be consistent with other regulatory instruments, such as the GDAR.

² NGEIR Decision (EB-2005-0551), at pp. 69-70.

³ Ibid., at p. 76.

⁴ Ibid.

(c) A complaint mechanism.

8. In terms of the reporting requirements for storage providers, the Board noted that while pricing considerations “are relevant”, “the development of competitive options will provide appropriate price protection”.⁵

9. EGD’s view is that the items to be included within a STAR must be consistent with the findings and directions of the NGEIR Decision. Put another way, to the extent that the Board Staff proposals for a STAR go beyond, or are inconsistent with, the NGEIR Decision, then EGD objects to those proposals.

10. In the Discussion Paper (at page 5), Board Staff set out three “key objectives” for STAR. The first and second of these objectives are consistent with the OEB’s findings in NGEIR, as set out above. The third objective, “support a transparent transportation and storage market”, appears to go beyond the mandate provided in the NGEIR Decision. The concerns expressed in the NGEIR Decision related to potential discrimination by storage providers who also control transportation assets. Addressing that concern, particularly in the context of a competitive storage market, does not require the level of disclosure and regulation proposed by Board Staff.

C. EGD’S RESPONSE TO SPECIFIC ISSUES FROM THE DISCUSSION PAPER

a. Non-Discriminatory Access to Transportation Services

11. EGD agrees with the starting premise of the Discussion Paper that all potential customers must have non-discriminatory access to transportation services regardless of whether they purchase storage services.⁶ In that context, EGD supports the inclusion within a STAR of disclosure and operational requirements that ensure that this goal of non-discriminatory access is met. EGD accepts that there may be a need for some reporting and access rules related to transportation, which, unlike new and ex-franchise storage activities, is a regulated monopoly service.

12. EGD’s comments about access to transportation services are made from two different perspectives. First, as the owner of a transportation system from the Niagara Link Pipeline termination point to Dawn, EGD is a transportation operator under its Rate 331. Second, as the

⁵ NGEIR Decision, at p. 70.

⁶ Discussion Paper, at p. 7.

largest customer on Union's transportation system, and as a storage customer of Union, EGD has an interest in rules related to access to transportation services.

i. Transportation Open Seasons

13. The Board Staff Discussion Paper appears to suggest that all transportation service capacity should be offered through open season processes, unless there is a reason to exempt a transporter from that requirement.

14. Starting from its perspective as a transporter, offering service on Rate 331, EGD agrees with Board Staff that an exemption should exist from any requirement to hold open seasons for transportation capacity in circumstances where the cost and burden of that requirement outweigh the benefit. Stated differently, if there is no real potential for concerns about discriminatory access to a particular transportation service, then there is no reason to require capacity for that service to be offered through an open season process. EGD suggests that a STAR should confer exemption status as of right for small transporters from this open season requirement, rather than including a need for such parties to apply and get approval for an exemption.

15. As Board Staff recognizes in the Discussion Paper, EGD has very few customers (actually only one) for its Rate 331 service.⁷ EGD is not aware of other customers being interested in this very specific service in the foreseeable future. EGD has not encountered any complaints or difficulties with its current approach to the offering of capacity for Rate 331 service. In these circumstances, it is appropriate that EGD be exempted from any open season requirements that would otherwise apply to the offering of capacity for Rate 331 service.

16. In general, and as a transportation customer of Union, EGD does not object to the notion that capacity for new and existing transportation that is being offered for a period of more than one year should be offered through open seasons.

17. In terms of short term capacity, EGD's experience is that this is often offered through less formal methods, in order to enable transportation sellers to have the flexibility required to obtain the best terms for the sale of these short term assets. EGD's expectation is that its own short-term transactions governed by applicable "transactional services" rules (which, in EGD's

⁷ Discussion Paper, at p. 8.

case, include disclosure requirements⁸) will not be subject to a STAR. This expectation is also based on the fact that EGD's sales of short-term transportation assets are in essence the re-sale of assets acquired from third-party transporters, and are therefore substantially similar to transactions undertaken by gas marketers which, of course, would not be subject to a STAR.

18. EGD supports Board Staff's proposal that notice be provided to all parties within a reasonable time in advance of the commencement of open seasons for new and existing transportation that is being offered for a period of more than one year.⁹ While EGD does not believe that Union should be obligated to provide a schedule for when its open seasons would be held, as Board Staff proposes¹⁰, it does believe that a level playing field would be established and all parties would benefit if Union were to provide at least one year's notice of its intention to hold an open season, along with details of what is being offered through the open season. This would provide EGD, as a large transportation customer of Union, the opportunity to assess its interest in the pending offering, as part of its gas supply planning analysis.

19. The Board Staff Discussion Paper proposes certain information to be included in the "bid package" published in respect of open seasons for transportation capacity, but makes no distinction between open seasons for new and existing capacity¹¹. While all of the items listed in the Discussion Paper for bid packages for open seasons for existing capacity are appropriate, that is not the case for new capacity open seasons. Many aspects of what will be available in terms of new capacity (such as amount, date and potential constraints) cannot be determined until after an open season process has determined what demand exists for that capacity. It is only after the bids into the open season process are known that a service provider will determine the size, other characteristics and timing of the new build, based in large part on apparent market demand.

20. EGD supports the proposal that before transportation companies are allowed to proceed to build new or expansion facilities, existing customers should have the opportunity to "turn

⁸ The current form of the transactional services rules that govern EGD's transactional services dealings is set out in EB-2007-0932 and is referred to as the "TS Methodology".

⁹ Discussion Paper, at p. 8.

¹⁰ Ibid.

¹¹ Ibid., at pp. 8-9.

back” existing capacity rights (“reverse open season”).¹² This will help prevent overbuilding of new facilities.

21. The Board Staff Discussion Paper advocates disclosure of “bid results”, which is defined as “transaction results”.¹³ EGD takes this to refer to information about only the successful bidders and would object to any suggestion that information about unsuccessful bids and bidders would be made public. In any event, EGD questions why it is necessary for bid results to be disclosed and notes that this is not a requirement followed by TransCanada PipeLines Limited who expressly represent that information on bid forms from interested shippers will be kept confidential unless it is required by the National Energy Board.¹⁴ Moreover, if bid results are to be disclosed, a distinction needs to be drawn between transportation services where the price is set, and those which have negotiated rates.

22. In the case of services like Union’s C1, where there is a negotiated rate, it is not necessary or appropriate for the prices associated with winning bids to be posted. Union is already incented to choose the highest or best bids, since that will maximize revenues, so there ought to be no concern about abuse that needs to be monitored. To require information about winning bids to be made public has the potential to distort price negotiations in future open seasons. EGD’s view is that, so long as the identities of the successful bidders are disclosed, then market participants can be satisfied that Union is not unduly favouring its affiliates or others. In the event that market participants believe that Union is not properly and fairly conducting its open seasons, then a complaint can be made to the Board, who has the ability to fully investigate activities in this regulated market.

23. In the case of transportation services where there is a set rate, like Union’s M12, there is no benefit to posting the prices of winning bids, since that information is already known. Again, EGD’s view is that, so long as the identities of the successful bidders are disclosed, then market participants can be satisfied that Union is not unduly favouring its affiliates or others. In the case of open seasons for new facilities, the disclosure of the identity of the successful bidders should be done at the time that the bidders are selected, rather than at the time that the new build is completed.

¹² Discussion Paper, at p. 9.

¹³ Ibid., at pp. 9-10.

¹⁴ TransCanada PipeLines Limited “Transportation Access Procedure”, at sections 4.2(e) and 5.2(c); found at http://www.transcanada.com/Mainline/info_postings/tariff/TransAccessProc.pdf

ii. Standard Form of Contracts

24. The Discussion Paper proposes that each company's transportation service should have a standard form of contract and these contracts should be included in the Board approved tariffs.¹⁵ The Discussion Paper acknowledges that these contracts need not be standard between the two Ontario gas utilities.¹⁶

25. EGD does not agree that any change is required to the way that transportation contracts are currently prepared and negotiated. As a major transportation customer of Union, EGD is content with Union's current approach to contracting. Also, as previously noted, EGD has only one customer for its Rate 331 service. No issues have been raised by that customer.

26. In any event, EGD believes that the OEB's goal of ensuring non-discriminatory access to transportation services can be met by establishing minimum terms and conditions to be contained in each different type of transportation contract (Rate 331, C1, M12). In that regard, EGD does not object to the list of items set out by Board Staff that would be the subject matter of these minimum terms and conditions.¹⁷ Unlike a scenario where all parties would be required to use standardized contracts, the use of minimum terms and conditions would allow parties to have some flexibility in their contracting. To the extent that parties to these contracts wish to negotiate for additional attributes to these contracts, such as additional nomination windows or financial assurances, then they should be free to do so.

iii. Storage Connection Agreement

27. EGD generally agrees with the comments in the Discussion Paper about requirements to be included in a STAR in respect of storage connection agreements to ensure that a transporter cannot discriminate unduly between different storage providers that are connected to its system.

28. EGD does not see the need or benefit for standard contracts to be developed for storage connection agreements (because different circumstances may demand different agreements), but it does see the benefit in having some standard terms and conditions. In this regard, EGD accepts most of the suggestions from Board Staff about standards to be included

¹⁵ Discussion Paper, at pp. 11-13.

¹⁶ Ibid, at p. 11.

¹⁷ Ibid.

in the agreements, except for the requirement that firm transportation must be provided 365 days per year.¹⁸ In EGD's experience, this requirement is not realistic or necessary.

29. EGD agrees with Board Staff that disclosure of the storage connection agreements is appropriate, and favours a process where each such agreement is approved by the Board.¹⁹ This would provide interested parties with the opportunity to understand, and if necessary challenge, agreements that appeared to unduly favour affiliates or other storage providers.

iv. New Transportation Services

30. EGD agrees with Board Staff's suggestion that new competitive storage services should not be tied to transportation services.²⁰

b. Consumer Protection in the Competitive Storage Market

31. EGD believes that any reporting and complaint mechanism that is adopted in the competitive storage market must be designed so that it does not undermine the OEB's determination in the NGEIR Decision that this market is to be unregulated. To the extent that Board Staff are proposing provisions for a STAR that would mandate disclosure of the commercial arrangements between competitive storage providers and their customers, EGD objects. This is both inconsistent with the NGEIR Decision (and the basic operations of competitive markets for other products and services), and unnecessary.

32. As the OEB noted in the NGEIR Decision, customers will be protected in the competitive storage market by the fact that competitive options exist for the storage services they seek.²¹ Customers are therefore able to take steps in the market to obtain the service and contractual provisions they require, at the best available terms. This can be done by participating in open seasons offered by storage operators, by conducting their own request for proposal ("RFP") processes to solicit interest from storage operators and others or by contracting with gas marketers to find the best possible options. In addition, it should be noted that the purchasers of storage in the competitive market generally are sophisticated entities who are able to protect their own interests, with the benefit of expert assistance from consultants, marketers, lawyers

¹⁸ Discussion Paper, at pp. 13-14.

¹⁹ Ibid., at p. 14.

²⁰ Ibid., at p. 15.

²¹ NGEIR Decision, at p. 70.

and others. EGD suggests, therefore, that Board Staff's suggestion that customers need more assistance, in terms of price disclosure, to assist them in making purchasing decisions is not based on any real evidence, and is unfounded in the context of the competitive storage market. Indeed, EGD's own experience as one of the largest purchasers of storage in Ontario is that such information is unnecessary.

33. Indeed, EGD expects that many customers in the unregulated storage market would not want to have the details of their arrangements made public. That would provide a customer's competitors with insight into that customer's costs and operations, something that may be unwelcome.

34. During the course of the NGEIR proceeding, EGD did make certain concessions as to the information that it would be prepared to disclose about its competitive storage dealings. While EGD certainly does not believe that the provision of this information is necessary, or consistent with the notion of an unregulated environment, it made its concessions in order to address the concern raised during the NGEIR hearing that the OEB may wish to be able to monitor the consequences of a decision to forbear.²² The specific information that EGD has offered to provide is discussed below, under the "Reporting Requirements" heading. It should be emphasized, though, that EGD made it very clear that it was not prepared to disclose any pricing information, because that information is commercially sensitive, nor any rate schedules, because rate schedules will not exist for services in a forbearance environment.²³

35. As EGD noted in response to Undertaking K7.7 in the NGEIR Proceeding²⁴, the provision of the information it offered to disclose "will provide significant insight into the level of activity that is occurring in the market", and would provide "an indicator as to how the market has responded to the forbearance decision". In other words, this level of reporting will provide comfort to parties, and the Board, that the interests of consumers are protected in terms of the availability, reliability and quality of unregulated storage services. To the extent that the reporting identifies problems or issues, then the Board's complaint and compliance procedures are available in response.

²² See page 3 of EGD's response to Undertaking K7.7 in the NGEIR Proceeding, found at http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2005-0551/undertakings_oralhear/enbridge/k72-k74_k76-k710_310706.pdf

²³ EGD's response to Undertaking K7.7 in the NGEIR Proceeding.

²⁴ Ibid.

36. In response to Board Staff's specific proposals, EGD has several comments:
- (a) First, the suggestion that the OEB's role in the competitive storage market should be substantially similar to the role played by the Federal Energy Regulatory Commission (the "FERC")²⁵ glosses over the fact that even with market-based rates for storage in the United States, the storage operators are still subject to other aspects of FERC regulation. By way of contrast, the OEB has determined that it will "refrain from regulating" certain storage activities in Ontario. Given the distinction between the OEB and the FERC in this regard, EGD does not believe that there is any basis for a STAR to adopt the approach taken by the FERC to the disclosure of information from storage operators under its jurisdiction.
 - (b) Second, if the intention of the Board Staff's proposals is to restrict a competitive storage operator from selling storage except through open seasons, then EGD objects. To serve its in-franchise storage needs, EGD must acquire substantial amounts of storage on the open market. To do so, EGD generally undertakes an RFP process where it solicits offerings from a variety of storage providers, so that it can obtain the best terms, including price. EGD does not believe that it would be in the interests of its ratepayers (who ultimately pay for the storage that EGD acquires) if Union and other Ontario storage providers were precluded from participating in these RFP processes. In addition, there may be times where a storage operator has a small amount of available storage to sell, perhaps for a short period of time, and it would not be practical to require an open season process in each such circumstance.
 - (c) Third, it is not appropriate to use standard terms of service for unregulated storage contracts.²⁶ While it may be that there are standard terms of service offered as part of particular open season processes, there is no reason to make those terms of service standard for every offering. Indeed, to require this flies in the face of the notion of a competitive market where market participants are free to negotiate the terms and conditions of the service being offered. One of the attributes of the new high deliverability storage that will be offered in a forbearance environment is that the service can be tailored to the needs of particular customers. For this to happen though, the

²⁵ Discussion Paper, at p. 16.

²⁶ Ibid., at p. 17.

terms of the contracts with customers will necessarily vary, and customers will not want to be restricted to a standard form contract.

- (d) Fourth, EGD strongly objects to the suggestion that it is appropriate or necessary for any pricing information about competitive storage dealings to be disclosed²⁷ for the following reasons:
- (i) As already discussed, this is inconsistent with forbearance, and inconsistent with the NGEIR Decision, which stated that the development of competitive options will provide adequate price protection.
 - (ii) There is no indication that the customers of these services favour disclosure. To the contrary, EGD expects that many customers will want to keep their contractual and pricing arrangements private from competitors and other market players.
 - (iii) The suggestion that pricing information, on its own, would be useful to those who seek to monitor the competitive storage market is misguided. The fact is that the storage market is fluid and prices at one point in time are not necessarily indicative of what will happen in the future. Other conditions of the service, such as deliverability, ratchets and renewal rights substantially affect the value of the service. Moreover, a storage provider will always be looking to optimize total revenue from its operation, meaning that different terms may be agreed upon for different tranches of the storage, to ensure optimization. Disclosure of the prices paid for these different tranches of storage would not assist market participants who are not aware of the circumstances behind each transaction.

c. Reporting Requirements

37. Just as the same non-discriminatory access rules need not apply to both regulated transportation and unregulated storage services, there is no basis to conclude that the same reporting requirements should apply to each. EGD accepts that it is appropriate to require some level of reporting for regulated monopoly transportation services, in particular to ensure that the goal of non-discriminatory access is being met. On the other hand, much less reporting is required for unregulated storage services, where the Board's stated concern is simply to ensure

²⁷ Discussion Paper, at pp. 17-18.

that the interests of consumers are protected in terms of the availability, reliability and quality of the service.²⁸ Consistent with these comments, EGD will address reporting requirements for transportation and storage separately.

i. Reporting on Transportation Services

38. As noted above, EGD approaches issues related to transportation from two perspectives, as the operator of a discrete transportation service (Rate 331), and as a major customer of Union's transportation services.

39. From its perspective as a transportation operator, EGD agrees with Board Staff's observation that it is appropriate for exemptions from reporting requirements to be granted in appropriate cases.²⁹ In EGD's case, where there is only one customer for its transportation service, and no request for service from any other parties, no benefit would be served by imposing reporting requirements on its Rate 331 transportation activities. In order to implement some of the reporting proposed by Board Staff, such as a daily (or more frequent) available capacity report, EGD would be required to make changes to its systems which would impose new costs on EGD's customers. EGD does not believe that the limited (or non-existent) benefits that would flow from such reporting would justify these costs. EGD suggests that the best way to proceed is for a STAR to confer exemption status on small transporters from reporting requirements, rather than including a need for such parties to apply and get approval for an exemption.

40. EGD notes the suggestion in the Discussion Paper that the disclosure proposed as part of an "Index of Customers" would apply to all transactions with terms of three months or greater. As noted earlier, EGD assumes that this requirement does not relate to its transactional services dealings, which are governed by the TS Methodology (which contains its own reporting requirements) and which (in the case of transportation deals) are effectively secondary market transactions since EGD is re-selling assets acquired from third parties.

41. From its perspective as one of the largest customers of Union's transportation system, EGD is satisfied with Union's current reporting, and does not believe that additional reporting is needed.

²⁸ NGEIR Decision, at p. 70.

²⁹ Discussion Paper, at p. 19.

ii. Reporting on Unregulated Storage Services – Index of Customers

42. As noted above, EGD questions why any reporting is required for unregulated storage services. Notwithstanding its reservations in this regard, EGD did agree during the NGEIR proceeding to provide a substantial amount of reporting, in order to provide the OEB and stakeholders information about the level of activity in the unregulated storage market.

43. In respect of its unregulated storage services, EGD has agreed to provide the following information for firm storage contracts of one year or longer³⁰, consistent with the disclosure mandated by FERC section 284.13:

- (a) Customer name
- (b) Contract number
- (c) Effective and expiration dates of the contract
- (d) Maximum storage quantity
- (e) An indication of whether the contract includes negotiated rates (although this seems unnecessary, since all the “rates”, or at least the contract pricing, will be negotiated)

44. In response to the list of items in Board Staff’s proposed “Index of Customers”³¹, EGD is prepared to disclose the information listed in the preceding paragraph, as well as the daily withdrawal and injection capacities under each contract. EGD does not believe, though, that information about a “rate schedule” is relevant or appropriate, since no rate schedule will apply to unregulated storage services.

45. EGD is prepared to post this “Index of Customers” information about its unregulated firm storage contracts of one year or longer on a monthly basis, if that is seen to be beneficial to stakeholders. EGD does not understand the need to provide and post similar “Index of Customers” information for shorter-term unregulated storage contracts. Based on its experience in the transactional services market as a seller of short-term storage assets, EGD has learned that customers on short term storage contracts would object to disclosure of their dealings. EGD therefore objects to the proposal that short-term contracts be included within the “Index of Customers” reporting, because that requirement would impose regulatory burden with no corresponding benefit.

³⁰ See response to Undertaking K7.7 from the NGEIR Proceeding, found at http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2005-0551/undertakings_oralhear/enbridge/k72-k74_k76-k710_310706.pdf

³¹ Discussion Paper, at p. 23.

46. EGD disagrees with Board Staff's suggestion that EGD should report upon the amount of its storage capacity that will be required for in-franchise purposes.³² As parties are aware, EGD uses all of its regulated storage capacity and its contracted storage capacity for in-franchise purposes, except for off-peak storage that is used for transactional services deals from time to time. As such, there appears to be no benefit from EGD reporting upon its regulated storage activities since the assets used for those activities are not made available to the market (apart from transactional services, which is governed by the TS Methodology).

iii. Reporting on Unregulated Storage Services – Available Capacity

47. EGD questions the basis for requiring disclosure of available capacity of unregulated storage.³³ While it seems reasonable to require disclosure of available capacity of transportation, which is a monopoly regulated service, that rationale does not extend to unregulated activities. So long as the "Index of Customers" is published on an ongoing basis, parties will have a long-term picture of what unregulated storage assets are already contracted, and can deduce what assets remain. If parties are interested in acquiring storage services, then they are free to take advantage of the competitive market and contact storage providers or marketers to get service.

48. In any event, in terms of its own unregulated storage services, EGD does not believe that there would be worthwhile benefits to requiring it to post availability information on a daily or other more frequent basis (such as at every nomination cycle). The only parties who will be able to take advantage of available capacity from EGD on a short notice basis will be those few parties who already contract with EGD for unregulated storage services. This is because those are the only parties who would have injection or withdrawal rights to the storage space. Given that these parties can already directly inquire of EGD for overrun service when they wish to have additional capacity, there is no reason why public reporting would be beneficial or necessary.

49. It is also significant that EGD's unregulated storage capacity will be small (less than 3 Bcf), meaning that the amount of available storage at any point in time will be very small. Thus, it is unlikely this information would ever be of much use to any market participants. Given that EGD does not currently have systems in place that would enable it to report capacity at each

³² Discussion Paper, at p. 22.

³³ Ibid., at pp. 21-23.

nomination cycle, it would have to incur costs to implement such systems, but no real benefit would result.

50. EGD would therefore seek an exemption from compliance with any “Available Capacity Report” that is part of a STAR. EGD suggests that the best way to proceed is to confer exemption status upon small unregulated storage providers from any available capacity reporting requirement found as part of a STAR, rather than including a need for such parties to apply and get approval for an exemption.

iv. Reporting on Unregulated Storage Services – Semi-Annual Storage Report

51. EGD agrees with Board Staff that there is no incremental benefit to requiring a “Semi-Annual Storage Report” in addition to the “Index of Customers”.³⁴

v. Reporting on Unregulated Storage Services – Storage Price Reporting

52. As already discussed in detail, EGD objects to any requirement to report on pricing information related to unregulated storage services. As the Board stated in the NGEIR Decision, consumer protection in respect of pricing will be assured through the operation of the competitive market.

vi. Reporting on Unregulated Storage Services – Design Capacity

53. The Board Staff Discussion Paper does not set out any basis for why additional disclosure of the physical capacities of storage facilities is required.³⁵ EGD is not aware that any party has indicated a reason why disclosure of this information is needed, and notes that it can already be found in leave to construct and related documents. EGD is concerned that system design information that is posted on a pool-by-pool basis, as Board Staff proposes, can easily be misinterpreted because EGD’s system operates on an integrated, not segmented, basis. In other words, if someone were to simply aggregate all the information about EGD’s separate storage pools, that would not give a full picture of EGD’s overall storage system. As such, it is hard to see how the information would be of any particular use to any market participant.

³⁴ Discussion Paper, at p. 25.

³⁵ Ibid., at p. 26.

54. EGD therefore objects to any requirement in a STAR that would mandate additional disclosure of the items discussed under the “Design Capacity” heading.

d. Complaint Mechanism

55. EGD generally does not disagree with Board Staff’s proposals for the form of complaint mechanism that is appropriate as part of a STAR.

56. EGD is comfortable with the notion that operational issues with its storage and transportation activities would be dealt with through its own complaint handling procedure.³⁶ EGD is prepared to make the details of that procedure available to its customers by posting it on its website, but agrees with Board Staff that there is no need for the OEB to approve its complaint procedure.³⁷

57. EGD accepts that it is appropriate for complaints and issues related to compliance with a STAR to be dealt with by the OEB’s Compliance Office.³⁸

58. Finally, EGD does not object to the suggestion that concerns about “unfair or discriminatory practices” not covered by a STAR may be addressed by the Board. EGD notes, though, that Board Staff has correctly identified that the Board may only deal with issues in the competitive storage market that are within its jurisdictional authority.³⁹

59. EGD is grateful for the opportunity to make these comments. EGD looks forward to reviewing the submissions of other stakeholders and reserves the right to comment on such submissions as may be necessary. EGD also welcomes any follow-up questions from Board Staff to address issues set out in these submissions.

Date: September 9, 2008

³⁶ Discussion Paper, at pp. 28-29.

³⁷ Ibid., at p. 29.

³⁸ Ibid.

³⁹ Ibid.

TAB 10



December 9, 2009

BY E-MAIL AND WEB POSTING

NOTICE OF ISSUANCE OF A NEW RULE

STORAGE AND TRANSPORTATION ACCESS RULE (STAR)

BOARD FILE NO: EB-2008-0052

**To: All Participants in Consultation Process (Phase I of STAR) EB-2008-0052
All Other Interested Parties**

The Ontario Energy Board (the “Board” or “OEB”) is giving notice under section 44(1) of the *Ontario Energy Board Act, 1998* (the “Act”) of the issuance of the Storage and Transportation Access Rule (“STAR”).

Background

On November 7, 2006, the Board issued a Decision with Reasons in the Natural Gas Electricity Interface Review EB-2005-0551 (“NGEIR Decision”) proceeding. As part of the NGEIR Decision the Board stated that it was necessary to ensure customer¹ protection within the competitive storage market and to ensure non-discriminatory access to transportation services for storage providers and customers. The Board concluded that it would initiate a process to develop rules of conduct and reporting related to storage and noted that there was merit to the development of a STAR.

In a letter dated March 5, 2008, the Board stated that a STAR would address the following:

- Operating requirements to ensure that Union Gas Limited (“Union”) and Enbridge Gas Distribution Inc. (“Enbridge”) cannot discriminate in favour of their own storage operations or those of their affiliates and cannot discriminate to the detriment of third-party storage providers;
- Reporting requirements for all storage providers, although the requirements may vary as between utility and non-utility storage providers, and which may include: terms and conditions, system operating data, and customer information; and

¹ The terms “customer” and “shipper” are used interchangeably.

- A complaint mechanism for customers (or other market participants).

Also, in its letter dated March 5, 2008, the Board stated that the development of the STAR would be conducted in two phases. In the first phase, Board staff (“staff”) would conduct stakeholder meetings. This process would lead to the development of a Staff Discussion Paper. In the second phase, the Board would initiate a process to make the STAR into a Rule in accordance with section 44(1) of the Act.

In April and May 2008, staff held a number of meetings with stakeholders. The list of stakeholders is provided in Appendix A. Staff’s technical expert² also prepared a jurisdictional review entitled “Competition in Natural Gas Storage Markets, A Review of Gas Storage and Transportation Regulations”.

On July 29, 2008, staff released a discussion paper on a STAR (the “Discussion Paper”) for stakeholder comment. The purpose of the Discussion Paper was to identify issues and invite comments from stakeholders to assist the Board in developing the STAR. Eleven comments were received from fifteen stakeholders.

On April 9, 2009, the Board issued a Notice of Proposal to Make a Rule on STAR for stakeholder comment. Fifteen comments were received from eighteen stakeholders. The Board considered all of the comments received and determined that changes were appropriate to the proposed Rule. The Board also made changes to correct omissions and clarify some of the Rule requirements. On September 18, 2009, the Board issued a Notice of Revised Proposal to Make a Rule on STAR (“revised STAR”) for stakeholder comment. Fifteen comments were received from nineteen stakeholders.

All materials related to the STAR are available for viewing on the Board’s website at www.oeb.gov.on.ca.

The New Rule (STAR)

The Board has considered all of the comments received from stakeholders on the revised STAR and has determined that no material changes are required.

Stakeholders commented on the revised STAR in two areas – non-discriminatory access to transportation services and customer protection within the competitive storage market.

² Zinder Companies Inc. (subsequently acquired by Concentric Energy Advisors, Inc.).

Non-Discriminatory Access to Transportation Services

Stakeholders made the following comments in relation to non-discriminatory access.

- The natural gas utilities (“utilities”) raised concerns about the use of open seasons for existing long-term firm transportation capacity. The utilities commented that they require the flexibility to allocate existing capacity through either open seasons or direct negotiations with customers, especially on capacity segments that are not fully contracted or subscribed. Also, one ratepayer group suggested that the bid result information should be expanded to include the market price for new or existing long-term firm transportation services.
- Two natural gas wholesalers did not support the posting of shippers’ existing transportation contracts that have been identified as “negotiated contracts”. Specifically, the terms and pricing information were negotiated under a different regulatory regime and therefore this information would not be of any probative value to customers operating in a future market regulated by the STAR.

The Board wishes to address these comments.

To clarify, a transmitter does not need to wait until the capacity is unsubscribed to hold an open season, but may schedule an open season in anticipation of the long-term existing firm transportation capacity becoming available at a known later date (e.g., as a result of a contract expiration). As long as the transmitter holds an open season and is unable to allocate all of its capacity through that process, the transmitter may offer the residual capacity to shippers by other allocation methods (such as first come, first served) as outlined in its tariff. Furthermore, a transmitter is not required to conduct an open season for capacity whenever the transmitter receives a request for these services if that capacity was previously made available in an open season.

The Board notes that if the arrangements described above are not suitable, a transmitter may apply to the Board for an exemption from holding open seasons for existing long-term firm transportation services on capacity segments that are not fully subscribed or contracted. Without any substantiating information at this time, the Board cannot define when an open season would be too burdensome or otherwise not appropriate. The Board will consider exemption requests on a case-by-case basis.

The Board has considered the utilities’ comments that open seasons for existing capacity should be more flexible, and has reduced the response time and the notification requirements in the Rule.

With regards to bid results, the Board notes that the rates for long-term firm transportation services are fully regulated and that in the settlement agreement for Union’s 2007 rates (EB-2005-0520), Union agreed not to use bid premiums as a criterion for allocating long-term firm transportation capacity.

In terms of posting existing negotiated transportation contracts for shippers, the Board agrees with stakeholders that these contracts may have limited value to shippers. Just because a transmitter does not offer a shipper negotiated terms of service similar to that offered to other shippers in the past due to different market conditions, the Board thinks that this may not be evidence of discriminatory practices. Once the STAR comes into force, shippers' transportation contracts that have been identified as "negotiated contracts" will be posted on the transmitter's website. Therefore, the Board has removed section 2.3.7 from the Rule. The Board believes this will not impact the objectives of STAR – non-discriminatory access to transportation services, customer protection and transparency.

Customer Protection within the Competitive Storage Market

Stakeholders made the following comments in relation to customer protection within the competitive storage market.

- Three ratepayer groups argued that storage pricing information should not be limited to contracts that are one year or greater as prices for short-term storage contracts may provide market participants with useful information.
- Other ratepayers groups noted that the Federal Energy Regulatory Commission ("FERC") is proposing to increase price disclosure requirements for intrastate storage providers and recommended that the Board adopt the FERC's proposed pricing requirements. Another ratepayer group proposed that the price disclosure requirements should be as stringent as those required of interstate storage providers where price information for each storage contract is posted daily.
- The majority of the storage providers did not support the semi-annual storage report where price and revenue by shipper is posted. These stakeholders commented that this information may put them at a competitive disadvantage with Michigan storage providers and is not needed for customer protection, or to maintain or enhance the competitiveness of the storage market.
- Some stakeholders indicated that the Board needs to have the same requirements for storage contracts as with transportation contracts (e.g., the storage provider should post on its website negotiated contract variations from its standard storage contract). These stakeholders stated that this would ensure non-discriminatory access with respect to terms of service.

The Board wishes to address these concerns.

In terms of storage pricing information, the Board believes that storage contracts with terms less than a year may be driven by specific customer requirements and pricing information for such contracts may provide limited benefit to the market. Therefore, the semi-annual storage report will be based on firm storage contracts with terms of one

year or greater. Information on storage contracts with terms less than one year, other than price by shipper, will be included in the Index of Customers.

The Board is aware that the FERC has issued a Notice of Proposed Rulemaking (“NOPR”)³ to revise its price disclosure requirements for intrastate storage providers (providing interstate services) in order to increase market transparency. The Board sees merit in inter-jurisdictional consistencies especially in the relevant geographic market⁴.

The Board notes that Ontario utilities are similar to intrastate storage providers in Michigan that provide interstate storage services. The Board also notes that these storage providers already post the semi-annual storage report. Therefore, the Board believes that the posting of this information would not place Ontario utilities or Ontario storage providers at a competitive disadvantage.

The Board does not believe that it is necessary to have the same rule requirements for both competitive storage services and regulated transportation services. The Board is of the view that the requirements of the STAR – non-discriminatory access to transportation services, appropriate reporting requirements and a complaint mechanism – will protect the interests of customers using competitive storage services.

Other

Based on stakeholder comments, omissions and clarifications were identified and changes have been made to sections 1.2.1, 1.7.2, 2.1.2, 2.2.1 i), 2.3.6, 2.4.6, 3.1.2 and 3.1.5 of the STAR.

The text of the STAR is set out in Appendix B to this Notice.

Coming into Force

The STAR will come into force on **June 16, 2010**.

If you have any questions regarding the STAR described in this Notice, please contact Laurie Klein at laurie.klein@oeb.gov.on.ca or at 416-440-7661. The Board’s toll free number is 1-888-632-6273.

³ Contract Reporting Requirements of Intrastate Natural Gas Companies, 128 FERC ¶61,029 dated July 16, 2009.

⁴ Relevant market as defined in the NGEIR Decision, p 38.

DATED at Toronto, **December 9, 2009.**
ONTARIO ENERGY BOARD

Original signed by

Kirsten Walli
Board Secretary

Appendix: A – List of Participants
 B – Storage and Transportation Access Rule (STAR)

Appendix A – List of Participants

Participants in EB-2008-0052
ANR Pipeline Company, ANR Storage Company and Great Lakes Gas Transmission
Association of Power Producers of Ontario
AltaGas Limited
Bluewater Gas Storage
Building Owners and Managers Association of The Greater Toronto Area
Canadian Manufacturers & Exporters
City of Kitchener
Consumers Council of Canada
Direct Energy Marketing Ltd.
Enbridge Gas Distribution Inc.
Federation of Rental-Housing Providers of Ontario
GazMetro
Industrial Gas Users Association
London Property Management Association
Market Hub Partners Canada L.P.
Nexen Marketing
Pollution Probe
Ontario Energy Savings L.P.
Ontario Power Authority

Participants in EB-2008-0052
Ontario Power Generation Inc.
SemCanada Energy Company
Shell Energy North America (Canada) Inc.
Superior Energy Management
TransCanada PipeLines Limited
Union Gas Limited
Vulnerable Energy Consumers' Coalition

Tab 11

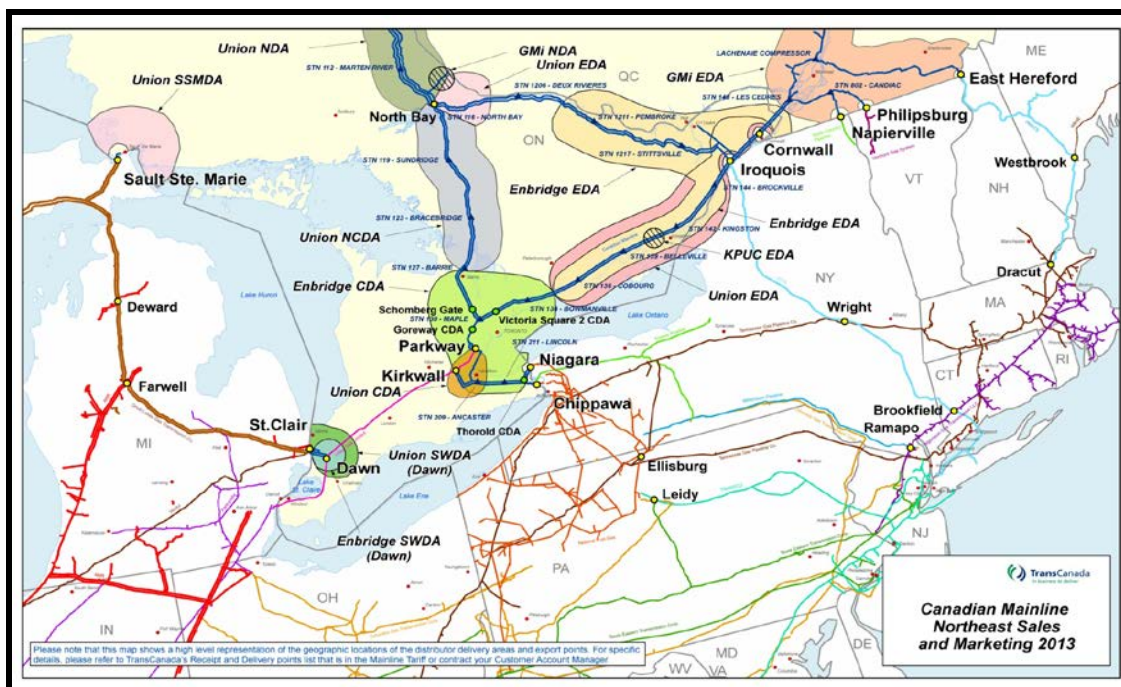
TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season



June 28 – July 29, 2013

TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada") has received requests for firm transportation capacity to connect natural gas supplies to Canadian and U.S. Northeast markets. In support of these requests, TransCanada is pleased to announce a New Capacity Open Season (the "Open Season") on its Canadian Mainline for firm transportation service from Empress, Parkway, Niagara Falls, and Chippawa, to delivery points in the EDA and points east including Enbridge EDA, Union EDA, KPUC EDA, GMi EDA, Iroquois, Cornwall, Napierville, and Philipsburg. TransCanada is also offering delivery to East Hereford from Iroquois as well as the receipt points mentioned above. In addition, TransCanada is offering service to the Union CDA, and two new Distributor Delivery Areas: Parkway Enbridge CDA and Bram West CDA.

This Open Season will provide an opportunity for shippers to access additional volumes of natural gas from abundant supplies located in the Western Canadian Sedimentary Basin as well as the Marcellus region and will allow producers to connect these supplies to premium and growing markets in Ontario, Quebec and the U.S. Northeast. The TransCanada Mainline connects major supply sources and key storage hubs to all of the key Eastern Canadian and U.S. Northeast markets through its secure, reliable and safe pipeline system.



This Open Season closes at 8:00 a.m. Mountain Standard Time on July 29, 2013.

Electronic and paper bid forms can be found at the following links:

[Electronic Bid Form](#)

[Paper Bid Form](#)

Please fax completed bids to 403-920-2343

**For inquiries regarding this Open Season please direct questions to your
[Customer Account Manager](#)**

TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season



TransCanada's Open Season Advantages for Shippers:

Access to abundant supply	Connects suppliers to premium markets within Ontario, Quebec and the U.S. Northeast.
Operational Excellence	Secure and reliable annual firm service. Flexible and easy to use transactional systems. Strong record of safety and technical excellence.

Services Available and Term:

TransCanada is prepared to build facilities for Firm Transportation Service (FT) with a minimum term commitment of fifteen (15) years for those shippers meeting the terms and conditions set out in this Open Season.

TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season



New Service Start Date(s):

Service	New Service Start Dates
Service from Receipt Points including Empress, Parkway, Niagara Falls, and Chippawa to Delivery Points in the EDA and points east including Enbridge EDA, Union EDA, KPUC EDA, GMi EDA, Iroquois, Cornwall, Napierville, and Philipsburg	November 1, 2015 ⁽¹⁾ or November 1, 2016
Service from Receipt Points including Empress, Parkway, Niagara Falls, Chippawa, and Iroquois to the East Hereford Delivery Point (capacity limited to approximately 300,000 GJ/d)	November 1, 2016
Service from the Receipt Points of Parkway, Niagara Falls, and Chippawa to the Delivery Point of Union CDA	November 1, 2015 ⁽²⁾
Service from the Receipt Points of Niagara Falls or Chippawa to the Delivery Point of Parkway Enbridge CDA (capacity limited to 200,000 GJ/d)	November 1, 2015
Service from the Receipt Point of Parkway to the Delivery Point of Bram West CDA (capacity limited to 800,000 GJ/d)	November 1, 2015

⁽¹⁾Incremental capacity from Parkway to points downstream is limited to approximately 300,000 GJ/d for service starting November 1, 2015. Additional amounts can be accommodated for service commencing November 1, 2016.

⁽²⁾ Service may be available earlier, at TransCanada's sole discretion.

Parkway Enbridge CDA is a new Distributor Delivery Area that will be created by removing the Enbridge Parkway meter from the Enbridge CDA. Bram West CDA is a new Distributor Delivery Area which will interconnect with Enbridge Gas Distribution Inc.'s proposed pipeline.

New Service Start Dates are estimated and are subject to a number of factors which are outlined in "Other terms and conditions of the Open Season".

Available capacity and estimated New Service Start Dates for transportation paths requiring transportation service on another pipeline ("TBO Capacity") will be subject to the availability of TBO Capacity.

TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season



Transportation Rates⁽³⁾:

TransCanada is offering a fixed rate that will not vary for the entire minimum 15 year term of the transportation service contract for the paths indicated in Table 1.

Table 1: Fixed Transportation Rates GJ/d

Receipt Point	Delivery Point							
	Enbridge EDA	Union EDA	KPUC EDA	GMI EDA	Iroquois	Cornwall	Napierville	Philipsburg
Empress	\$1.6154	\$1.6504	\$1.6841	\$1.7294	\$1.6259	\$1.6429	\$1.7215	\$1.7304
Parkway	\$1.6154	\$1.6504	\$1.6841	\$1.7294	\$1.6259	\$1.6429	\$1.7215	\$1.7304
Niagara Falls	\$1.7154	\$1.7504	\$1.7841	\$1.8294	\$1.7259	\$1.7429	\$1.8215	\$1.8304
Chippawa	\$1.7154	\$1.7504	\$1.7841	\$1.8294	\$1.7259	\$1.7429	\$1.8215	\$1.8304

TransCanada is offering a new custom service with a fixed rate to attract and retain capacity for the following paths:

- from the Empress and Parkway Receipt Points to the East Hereford Delivery Point at a rate of \$1.40 GJ/d;
- from the Receipt Points of Niagara Falls and Chippawa to the East Hereford Delivery Point at a rate of \$1.50 GJ/d; and
- from the Receipt Point of Iroquois to the East Hereford Delivery Point at a rate of \$0.65 GJ/d.

TransCanada's new custom service will allow diversions on eligible paths at a rate that is based on the greater of the above custom service rate or the toll in effect at the delivery point which is the subject of the diversion. The new custom service will not be renewable at the expiration of the minimum 15 year term.

TransCanada is offering transportation from the Parkway, Niagara Falls, or Chippawa Receipt Points to the Union CDA Delivery Point at the annual FT toll in effect at the time of service.

TransCanada is offering transportation from Niagara Falls or Chippawa to the new Parkway Enbridge CDA as well as Parkway to the new Bram West CDA at the annual FT tolls in effect at the time of service.

⁽³⁾ Additional existing surcharges, such as delivery pressure, or new NEB approved surcharges may apply.

TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season

Other Bidding Information:

Conditional Bidding	Bids may be conditioned on TransCanada's acceptance of another TransCanada Canadian Mainline capacity bid submitted within this Open Season. Service Applicants may provide any special circumstances or other factors that they would like TransCanada to be aware of in a covering letter to their bid.
Notification to Service Applicants and Allocation of Capacity	TransCanada will notify all Successful Bidders within 15 Banking Days of the close of the Open Season. All bids received will be evaluated together for allocation purposes. In the event TransCanada needs to prorate capacity, TransCanada will allocate New Capacity based on demand toll multiplied by contract term, as set forth in TransCanada's Transportation Access Procedure of the Tariff.
Minimum Acceptable Quantity	Service Applicants may specify a minimum acceptable quantity in the event that TransCanada needs to prorate the New Capacity.
Precedent Agreement and Financial Assurances	Successful Bidders will have 30 days to execute the Precedent Agreement once it is received from TransCanada. The Precedent Agreement will become effective on the date that it is received by TransCanada. TransCanada requires acceptable financial assurances (where determined to be necessary) in support of the Precedent Agreement, five (5) Banking Days from a Successful Bidder receiving a Financial Assurances Request. If a Financial Assurance Request has been made and the Successful Bidder does not comply with the request, they will be deemed to have withdrawn their Bid and the awarded capacity will be allocated to other Service Applicants of the Open Season. By submitting a bid a Service Applicant acknowledges that it will comply with this request.

TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season



Deposit Information and Procedure

A Bid Deposit is required for each individual Bid Form equal to the lesser of:

(a) one month worth of demand charges for the maximum capacity set out on the Bid Form, calculated based on the current tolls in effect; or

(b) \$10,000 CAD

New Service Applicants (namely those who do not currently hold a contract with TransCanada) are required to provide the Bid Deposit within two (2) Banking Days of the close of the Open Season. Please contact your Mainline Customer Account Manager to obtain the TransCanada Bank Account information for wire transfers or to obtain the address for mailing cheques. Bid deposits for New Service Applicants will not be returned if the Precedent Agreement and Financial Assurances Agreement are not executed.

Service Applicants who currently hold a firm transportation service contract with TransCanada are not required to submit the Bid Deposit upon bidding, however, if offered the capacity and the Precedent Agreement and Financial Assurances Agreement are not executed the Bid Deposit fee will be charged to the Existing Service Applicants existing transportation account.

Supporting Documentation for New Services

For bids in this Open Season, Successful Bidders must provide supporting documentation for their requested service as set out in the NEB Filing Manual in order to qualify as acceptable bids under the [Transportation Access Procedure](#) of the Tariff. This information must be provided to TransCanada within five (5) Banking Days from the date the Successful Bidder receives a Precedent Agreement from TransCanada. Successful Bidders are encouraged to contact their Customer Account Manager to discuss filing requirements. Such information will form the basis of TransCanada's NEB application.

Information provided by Successful Bidders will be held on a confidential basis up to the time of a regulatory application to the NEB. The Successful Bidder acknowledges and agrees that TransCanada may use any such information it determines necessary in its NEB Application. Any specific requirements for confidentiality will be addressed on an individual basis.

TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season



Other terms and conditions of the Open Season	New Service Start Dates are subject to a number of factors that may limit capacity or delay the New Service Start Date including without limitation; 1) aggregate new requests being greater than anticipated and therefore requiring additional facilities; 2) requests requiring TBO Capacity; 3) greater time required for regulatory approvals and/or construction; and 4) TransCanada receiving all internal and external approvals, including regulatory approvals, it determines necessary to construct facilities and provide the service, all on terms and conditions satisfactory to TransCanada in its sole discretion. If any bid requires TransCanada to obtain TBO Capacity, TransCanada's acceptance of the bid and the Precedent Agreement and firm transportation service contract between TransCanada and the Service Applicant will all be subject to the condition that TransCanada obtains the TBO Capacity on terms and conditions acceptable to TransCanada prior to the New Service Start Date of the requested service, provided however, that TransCanada shall not be obligated to acquire any TBO capacity. Prior to allocation of capacity, Service Applicant shall within five (5) business days of TransCanada's request demonstrate, to TransCanada's satisfaction, that it has an equivalent amount of takeaway capacity on the downstream pipeline. For additional terms, conditions and information please refer to the Transportation Access Procedure of the Tariff. Any uppercased term not defined herein will have the meaning given to it in Transportation Access Procedure of the Tariff.
GST Procedures for FT, FT-SN, STS – For Export Points Only	TransCanada is required to charge the Goods and Services Tax (GST) or Harmonized Sales Tax (HST), whichever is applicable, on transportation of gas that is consumed in Canada. Shippers may zero-rate GST or HST on contracts intended to serve an export market by making a Declaration on the nomination line in NrG Highway. Shippers may also provide a monthly Declaration for any Unutilized Demand Charges (UDC). For more information, please see GST/HST Procedures.

TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season



Questions:

For inquiries regarding this Open Season please direct questions to your Mainline Customer Account Manager.

Calgary	
Gordon Betts	403.920.6834
Michael Mazier	403.920.2651
Toronto	
Amelia Cheung	416.869.2115
Lisa DeAbreu	416.869.2171
Reena Mistry	416.869.2159