P L A N

D ' A P P R O V I S I O N N E M E N T G A Z I E R

H O R I Z O N 2 0 0 8 - 2 0 1 0

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE **4**

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES **6**

INTRODUCTION **8**

1. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE **9**

1.1. Hypothèses économiques 9
1.2. Hypothèses énergétiques 10

2. SITUATION CONCURRENTIELLE **12**

2.1. Grandes entreprises 13
2.2. Petit et moyen débits 14
2.3. Marché résidentiel 15
2.4. Marché affaires 15

3. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL **16**

3.1. Grandes entreprises 16
3.2. Marché des petit et moyen débits 18
3.3. Livraisons globales 20
3.4. Scénario favorable 20
3.5. Scénario défavorable 23
3.6. Services de transport et d'équilibrage fournis par le client 26
3.7. Aléas climatiques 26

4. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2008-2010 ..... **27**

4.1. Fourniture de gaz naturel 28
4.2. Transport 28
4.3. Équilibrage 30
4.4. Conclusion 32

5. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS 32
5.1. Fourniture de gaz naturel 32
5.2. Transport 33
5.3. Équilibrage 34

6. APPROVISIONNEMENTS REQUIS 35
6.1. Fourniture de gaz naturel 35
6.2. Transport 36
6.3. Équilibrage 36
6.4. Impact de la température 36
6.5. Scénario favorable 37
6.6. Scénario défavorable 37
6.7. Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement 38

7. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER 38
7.1. Offre et demande du gaz naturel 38
7.2. Prix du gaz naturel 41
7.3. Transport et entreposage 42
7.4. En résumé 42
7.5. Références 43

8. IMPACT DE LA VENUE DES TERMINAUX MÉTHANIERS 43
8.1. Mise en contexte 44
8.2. La chaîne du GNL 44
8.3. Approvisionnement uniforme 46
8.4. Flot physique vs flot contractuel 47
8.5. Équilibrage de la demande 48
8.5.1. Situation actuelle 48
8.5.2. Situation suite à l'arrivée d'un approvisionnement depuis l'est 50
8.6. Migration d'une source d'approvisionnement à l'autre 54
8.7. Interchangeabilité du gaz 54
8.8. Conclusion 56

SOMMAIRE

Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Gaz Métro, la demande de la clientèle pour les années 2008 à 2010 se présente comme suit :

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base) ($10^6 m^3$)		
	2008	**2009**	**2010**
Grandes entreprises	3 036,0	3 009,5	2 992,6
Petit et moyen débits	2 859,3	2 870,9	2 878,1
TOTAL	**5 895,3**	**5 880,4**	**5 870,7**

La demande de gaz naturel demeurera relativement stable sur la durée du plan d'approvisionnement. La croissance des livraisons est en effet freinée par plusieurs facteurs tels que :

- La position concurrentielle défavorable du gaz naturel face au mazout n° 6 sur le marché des grandes entreprises;
- La situation précaire de certains segments du marché des grandes entreprises;
- La position concurrentielle très défavorable du gaz naturel face à l'électricité utilisée en dehors des périodes de pointes;
- Les mesures d'économies d'énergie mises en place par les clients stimulées par le prix élevé du gaz naturel, les programmes du PGEÉ et du FEÉ et la mise en place de la nouvelle stratégie énergétique par le Plan d'ensemble en efficacité énergétique (PEEÉ).

Ce plan a été développé en faisant l'hypothèse que Gaz Métro est responsable de contracter les capacités de transport nécessaires pour rencontrer la totalité de la demande dans son marché, considérant tout de même le transport fourni par les clients. Les modalités du tarif qui s'appliquent aux clients désirant contracter leur propre transport (cession ou préavis de sortie) font en sorte que Gaz Métro sera tenue indemne des choix des clients.

Gaz Métro devra, pour la durée du plan, contracter les outils d'approvisionnement nécessaires afin de rencontrer la demande en journée de pointe des clients en service continu, la demande annuelle des clients en service continu et, dans la mesure du possible, celle des clients en service interruptible. Les approvisionnements doivent par ailleurs être suffisamment flexibles pour faire face aux fluctuations de volumes résultant des aléas climatiques et des conditions économiques.

Pour le plan 2008-2010, Gaz Métro détient contractuellement la capacité de transport requise pour approvisionner la demande prévue de la clientèle sous les scénarios réguliers découlant des hypothèses économiques et énergétiques retenues.

De manière générale, la stratégie de Gaz Métro en matière d'approvisionnement gazier repose sur l'établissement d'un portefeuille échelonné dans le temps et diversifié géographiquement.

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES

Aeco Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de production

Dawn Point situé dans le sud de l'Ontario

Débits Quantité journalière de gaz qui est transportée ou retirée d'un site d'entreposage

Degrés-jours Différence entre le seuil de 18 °C et la température moyenne quotidienne; les degrés-jours servent à déterminer les volumes de chauffage par rapport à la température extérieure

Empress Point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui constitue le point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de TCPL (« Nova ») et le réseau principal du transporteur

FTLH Firm Transportation Long Haul; service de transport ferme de TCPL entre Empress et GMi EDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et GMi EDA

FTSH Firm Transportation Short Haul; service de transport ferme de TCPL entre Dawn et GMi EDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et GMi EDA

Gigajoule (GJ) 1 milliard de joules = 10^9 joules

GNL Gaz Naturel Liquéfié, au sens large

GMi EDA Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison EDA (« Eastern Delivery Area ») de TCPL

GMi NDA Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et celui de TCPL qui sont situé dans la zone de livraison NDA (« Northern Delivery Area ») de TCPL

Joule Unité de mesure de l'énergie – 1 m³ équivaut à 37 890 000 joules

LSR Liquéfaction Stockage Regazéification; abréviation utilisée pour désigner l'usine de liquéfaction de Gaz Métro

NIT Nova Inventory Transfer; point virtuel situé sur le réseau de collecte intra-Alberta de TCPL et auprès duquel le gaz est transigé

Nova Réseau intra-alberta de TCPL

Parkway	Point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
PNGTS	Portland Natural Gas Transmission System
PDL	Site d'entreposage de Pointe-du-Lac
PIB	Produit intérieur brut; somme des valeurs des biens et services issus de la production à l'intérieur des frontières d'un pays
STS	Storage Transportation Service; service de transport ferme entre Parkway et GMi EDA, ce service est disponible du 1er novembre au 15 avril inclusivement de chaque saison hivernale
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

INTRODUCTION

Ce plan d'approvisionnement, couvrant les années 2008 à 2010, est préparé par Gaz Métro en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*.

Dans ce plan, Gaz Métro expliquera tout d'abord le contexte économique et énergétique dans lequel elle évoluera au cours des trois prochaines années, ainsi que la situation concurrentielle qui en découlera. Considérant ces hypothèses, Gaz Métro exposera la prévision de la demande, par type de clientèle, pour les années 2008 à 2010. Gaz Métro expliquera sa stratégie d'approvisionnement afin de répondre à la demande prévue de sa clientèle pour la durée du plan. Les caractéristiques des contrats d'approvisionnement existants ainsi que les approvisionnements requis pour les années 2009 et 2010 seront présentés. Les impacts de la température et de la réalisation d'un scénario favorable ou défavorable sur le plan d'approvisionnement seront également analysés. La vision long terme du contexte gazier est également présentée.

Il est à noter que Gaz Métro soumet son plan d'approvisionnement annuel (année 2008) sous les pièces Gaz Métro-3, documents 1 à 8. Ces pièces font état des outils d'approvisionnement constituant son portefeuille et ceux qui seront contractés ponctuellement pour l'année financière 2008. Les prix auxquels ces outils ont été ou seront contractés, le besoin annuel, le besoin de capacité de pointe et les interruptions anticipées en fonction d'une température normale sont également identifiés.

Finalement, en suivi de la décision D-2006-140, Gaz Métro traitera des impacts de l'implantation possible d'un ou de plusieurs terminaux méthaniers au Québec sur les stratégies d'approvisionnement.

1. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

1.1. Hypothèses économiques

Le tableau 1 présente les hypothèses économiques utilisées dans le cadre de ce plan d'approvisionnement.

Tableau 1

HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES			
	2007-2008	***2008-2009***	***2009-2010***
Croissance de la population en %	0,48%	0,55%	0,54%
Croissance du PIB québécois en %	2,70%	2,70%	2,40%
Croisance de l'inflation québécoise en %	*2,20%*	*2,20%*	*2,00%*
Taux de change ($US/$CAN)	*0,86*	*0,85*	*0,84*

Sources des prévisions

Population Québec :	*Conference Board du Canada (hiver 2007)*
PIB Québec 2007-2008 :	*Moyenne de prévisions : Mouvement Desjardins (fév.07), Banque Royale (jan.07), Conference Board du Canada (hiver 07), Banque de Montréal (déc. 06), Banque Toronto Dominion (jan.07) Banque Nouvelle Écosse (fév.07).*
PIB Québec 2008-2009 et 2009-2010 :	*Moyenne de prévisions : Mouvement Desjardins (fév.07), Conference Board (hiver 2007)*
Inflation Québec 2007-2008 :	*Moyenne de prévisions : Mouvement Desjardins (fév.07), Banque Royale (jan.07), Conference Board du Canada (hiver 07), Banque de Montréal (déc. 06), Banque Toronto Dominion (fév. 07)*
Inflation Québec 2008-2009 et 2009-2010 :	*Moyenne de prévisions : Mouvement Desjardins (fév.07), Conference Board (hiver 2007).*
Taux de change 2007-2008 :	*Consensus Forecast (février 2007)*
Taux de change 2008-2009 et 2009-2010 :	*Consensus Forecast (Global Outlook 2006-2016)*

1.2. Hypothèses énergétiques

Gaz naturel

Le tableau 2 présente les prix des contrats d'échange offerts sur le marché financier pour les périodes couvertes par le plan d'approvisionnement. Les hypothèses retenues par Gaz Métro sont présentées au tableau 3. Gaz Métro a utilisé les prix des contrats d'échange sur le marché financier pour arrêter ses hypothèses quant au prix du gaz naturel.

Tableau 2

Marché financier - moyenne du 12 au 23 février 2007 Prix du gaz naturel à Aeco ($/GJ)			
	2008	*2009*	*2010*
Source : CIBC	8,19	7,91	7,64

Tableau 3

Hypothèses retenues par Gaz Métro ($/GJ)	
Aeco 2007-2008	**8,19**
Prix à Empress	**8,32**
Prix du service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro avant transfert *	**7,19**
Prix du service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro après transfert *	**7,10**
Aeco 2008-2009	**7,91**
Prix à Empress	**8,04**
Prix du service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro avant transfert *	**7,50**
Prix du service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro après transfert *	**7,37**
Aeco 2009-2010	**7,64**
Prix à Empress	**7,77**
Prix du service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro avant transfert *	**7,59**
Prix du service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro après transfert *	**7,45**

** Transfert de la portion équilibrage incluse dans le service de fourniture*

Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de fourniture de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant dans le calcul de ce prix. Il est à noter que le prix du service de fourniture diffère du prix à Empress en raison de l'écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz et des dérivés financiers déjà en place au moment d'effectuer le calcul. Les dérivatifs déjà en place ont un effet tangible sur le prix du service de fourniture, principalement pour les années 2007-2008 et 2008-2009.

Prix saisonniers servant au calcul du transfert de la portion équilibrage incluse dans le service de fourniture

Selon les hypothèses retenues par Gaz Métro dans l'évaluation du prix du gaz naturel, les prix saisonniers à Empress sont les suivants :

	$/GJ	¢/m³
Été 2008 (octobre 2007 et avril à sept. 2008)	7,82	29,630
Hiver 2008 (nov. 2007 à mars 2008)	9,02	34,177
Écart de prix	1,20	4,547
Été 2009 (octobre 2008 et avril à sept. 2009)	7,53	28,531
Hiver 2009 (nov. 2008 à mars 2009)	8,75	33,154
Écart de prix	1,22	4,623
Été 2010 (octobre 2009 et avril à sept. 2010)	7,37	27,925
Hiver 2010 (nov. 2009 à mars 2010)	8,33	31,562
Écart de prix	0,96	3,637

Source : CIBC

Ces prix été/hiver sont utilisés dans l'évaluation de la portion équilibrage incluse au service de fourniture à être versée au compte de frais reportés "Équilibrage". Le détail du montant à transférer est présenté à la pièce Gaz Métro-8, document 13. Le tableau 3 présente l'impact du transfert de coûts sur le prix du service de fourniture de Gaz Métro. Ce transfert de coûts entre le service de fourniture et d'équilibrage reflète la proposition retenue dans le cadre du projet d'analyse de l'interfinancement relié au profil d'achat de fourniture de gaz naturel présenté à la pièce Gaz Métro-11, document 1.

Prix du pétrole et produits pétroliers

Le tableau 4 présente les prix offerts sur le marché financier pour le pétrole pour les périodes couvertes par le plan d'approvisionnement.

Les hypothèses retenues par Gaz Métro sont présentées au tableau 5. La même méthodologie que pour le gaz naturel a été utilisée, soit le prix des contrats d'échange offerts sur le marché financier.

Tableau 4

Marché financier WTI - moyenne du 12 au 23 février 2007 ($US/baril)			
	2008	*2009*	*2010*
Source: CIBC	64,38	64,30	63,84

Tableau 5

Hypothèses retenues par Gaz Métro	
2007-2008 - prix du WTI ($US/baril)	**64,38**
Mazout no 6 , 1,5 % soufre - $CAN/ baril	**51,14**
Mazout no 6 , 2,0 % soufre - $CAN/ baril	**50,39**
Mazout no 2 - $CAN/ litre	**0,59**
2008-2009 - prix du WTI ($US/baril)	**64,30**
Mazout no 6 , 1,5 % soufre - $CAN/ baril	**51,86**
Mazout no 6 , 2,0 % soufre - $CAN/ baril	**51,10**
Mazout no 2 - $CAN/ litre	**0,60**
2009-2010 - prix du WTI ($US/baril)	**63,84**
Mazout no 6 , 1,5 % soufre - $CAN/ baril	**52,11**
Mazout no 6 , 2,0 % soufre - $CAN/ baril	**51,35**
Mazout no 2 - $CAN/ litre	**0,60**

Tarifs de l'électricité

Pour ce qui est des tarifs d'électricité, Gaz Métro considère la récente hausse tarifaire de 1,9 % du 1er avril 2007 et considère les hypothèses d'Hydro-Québec à l'effet que les tarifs pourraient être majorés de 2 % par année pour les années 2008 à 2010. Il est à noter qu'aux fins de l'évaluation des situations concurrentielles, l'effet des hausses tarifaires est décalé d'un an. Par exemple, la situation concurrentielle de l'année financière 2007-2008 du tableau 7 ci-dessous est établie à partir du prix de l'électricité en vigueur du 1er avril 2007 au 30 mars 2008, considérant que la majeure partie de la consommation des clients de Gaz Métro de 2007-2008 aura lieu entre le 1er octobre 2007 et le 30 mars 2008.

2. SITUATION CONCURRENTIELLE

Les tableaux de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2008-2010 sont établis à partir des prévisions de prix présentées à la section 1 du présent document.

La situation concurrentielle indique la position relative de la facture de consommation du gaz naturel par rapport à celle du mazout ou de l'électricité selon certains segments clés de la

clientèle de Gaz Métro. Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien et d'installation des équipements et les taxes ne sont pas inclus dans ce calcul. La situation concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout est obtenue en calculant le ratio du coût annuel au mazout sur le coût annuel au gaz naturel. De la même manière, la situation concurrentielle du gaz naturel par rapport à l'électricité est obtenue en calculant le ratio du coût annuel de l'électricité sur le coût annuel du gaz naturel. Un ratio inférieur à 100 % démontre une situation concurrentielle défavorable au gaz naturel alors qu'à l'inverse, un ratio supérieur à 100 % illustre une situation concurrentielle favorable au gaz naturel.

La situation concurrentielle est évaluée en fonction des règles de calcul détaillées dans la pièce Gaz Métro-2, document 2.

2.1. Grandes entreprises

Le tableau suivant présente la position concurrentielle prévue du gaz naturel par rapport au mazout pour la durée du plan d'approvisionnement sur le marché de la grande entreprise.

Tableau 6

GRANDES ENTREPRISES SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2008-2010 (GAZ = 100) MAINTIEN ET NOUVELLES VENTES						
	2007-2008		**2008-2009**		**2009-2010**	
Tarif	**Mazout # 6 1,5 % soufre**	**Mazout # 6 2,0 % soufre**	**Mazout # 6 1,5 % soufre**	**Mazout # 6 2,0 % soufre**	**Mazout # 6 1,5 % soufre**	**Mazout # 6 2,0 % soufre**
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Service continu						
3 300 000 m^3	70	69	73	72	75	74
13 000 000 m^3	72	71	75	74	77	76
Service interruptible						
1 700 000 m^3	73	72	76	75	78	77
20 000 000 m^3	76	75	80	78	82	81

La position concurrentielle du gaz naturel n'est pas favorable face au mazout n° 6 durant toute la période couverte par le plan d'approvisionnement, et ce, autant pour les clients au service continu que pour ceux au service interruptible.

Selon les hypothèses de prix retenues, la position concurrentielle du gaz naturel s'améliorera tout de même de 5 % à 6 % entre 2008 et 2010, suite à une baisse anticipée du prix du gaz naturel à Empress pour 2009 et 2010.

De 2008 à 2010, le désavantage concurrentiel du gaz naturel varie de 23 % à 31 % au service continu et de 18 % à 28 % au service interruptible en fonction de la quantité de gaz naturel consommée et du pourcentage de soufre compris dans le mazout utilisé aux fins de comparaison.

Quoique le mazout n° 6 demeure le principal concurrent du gaz naturel sur ce marché, le prix élevé du gaz naturel, combiné à des tarifs d'électricité régressifs (tarifs L et M), accessibles à un taux marginal de 2,81 ¢/kWh, inciteront certains clients du marché des grandes entreprises à déplacer le gaz naturel en faveur de l'électricité en installant des équipements électriques dont l'utilisation, en dehors des périodes de pointe, visera à optimiser le facteur d'utilisation de l'appel de puissance électrique. Au lieu de diminuer leur pointe, ces clients choisiront d'augmenter leur consommation de base. L'électricité ainsi utilisée positionne le gaz naturel dans une situation concurrentielle comparable à celle face au mazout n° 6.

2.2. Petit et moyen débits

Le tableau suivant présente la position concurrentielle prévue pour la durée du plan d'approvisionnement sur le marché des petit et moyen débits.

Tableau 7

VENTES PETIT ET MOYEN DÉBITS
SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2008-2010 (GAZ = 100)
MAINTIEN ET NOUVELLES VENTES

Type de client	Volume annuel (m^3)	2007-2008		2008-2009		2009-2010	
		Mazout # 2 (%)	Électricité (%)	Mazout # 2 (%)	Électricité (%)	Mazout # 2 (%)	Électricité (%)
Résidentiel							
Unifam.- équip. neufs efficaces	1 923	113	97	112	97	112	98
Unifam.- équip. existants	3 179	103	87	102	87	102	88
Commercial	14 600	110	113	109	113	108	114
	100 000	118	111	117	110	117	112
	400 000	135	128	133	127	133	129

2.3. Marché résidentiel

La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 s'annonce favorable pour la durée du plan d'approvisionnement. Dans le cas de résidences récentes avec des équipements efficaces, l'avantage concurrentiel du gaz naturel sera en moyenne de 12 % de 2008 à 2010. Dans le cas de résidences plus âgées qui utilisent des équipements conventionnels, l'avantage concurrentiel du gaz naturel diminuera en moyenne à 2 % pour la même période.

Face à l'électricité, la situation concurrentielle du gaz naturel demeurera stable au cours des prochaines années malgré les récentes augmentations des tarifs d'électricité et celles anticipées pour la durée du plan d'approvisionnement considérant les augmentations du prix de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro. La situation concurrentielle demeurera défavorable pour les résidences plus âgées avec des équipements conventionnels. Pour une résidence récente avec des équipements efficaces, la situation concurrentielle est presque à parité.

2.4. Marché affaires

La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires demeurera favorable de 2008 à 2010. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 8 % à 35 % selon l'année et la quantité de gaz naturel consommée annuellement, l'avantage augmentant avec le niveau de consommation.

L'augmentation des tarifs d'électricité engendre une situation concurrentielle relativement stable pour le gaz naturel et tout de même favorable de 2008 à 2010. Ainsi, pour les petits et moyens clients affaires, l'avantage concurrentiel du gaz naturel varie de 10 % à 14 %, alors que la situation favorise les grands clients, pour qui l'avantage concurrentiel varie entre 27 % et 29 % pour la période.

Par contre, tout comme sur le marché des grandes entreprises, un tarif d'électricité régressif, accessible à un taux marginal de 2,81 ¢/kWh au tarif M, incitera certainement d'autres grands clients affaires à déplacer le gaz naturel pour de l'électricité. L'électricité ainsi utilisée positionne le gaz naturel dans une situation concurrentielle très défavorable. À titre de comparaison, le deuxième palier du tarif M d'Hydro-Québec équivaut à un prix de

8 $/GJ facturé au client[1]. À défaut d'une modification de la structure des tarifs d'électricité, le déplacement observé en 2006 et en 2007 se poursuivra au cours des prochaines années. Hydro-Québec fait elle-même référence à cette situation dans le dossier R-3610-2006[2] portant sur des propositions concernant les tarifs d'électricité et leur application.

3. PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL

3.1. Grandes entreprises

Les tableaux ci-dessous présentent la prévision de la demande de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement ainsi que les motifs expliquant les principaux écarts entre les années.

Tableau 8

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2008-2010 VENTES GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	**10^6 m^3**		
	2008	**2009**	**2010**
Service continu	2331,9	2313,7	2304,8
Service interruptible	704,1	695,8	687,8
Total	***3036,0***	***3009,5***	***2992,6***

Les livraisons diminueront légèrement entre 2008 et 2010, diminution attribuable, dans un premier temps, à l'arrêt d'une partie des activités d'un client majeur dans l'industrie de la métallurgie et, dans en deuxième temps, aux difficultés économiques du secteur du textile. Au service continu, une réduction de la demande de 18,2 10^6m³ est anticipée en 2009, effet toujours ressenti de l'arrêt d'une partie des activités d'un client majeur dans l'industrie de la métallurgie. La demande demeure à la baisse de 8,9 10^6m³ de 2008 à 2009 suite aux difficultés auxquelles est confronté le secteur du textile. Pour ce qui est du service interruptible, la demande sera réduite de 16,3 10^6m³ de 2008 à 2010, résultant

[1] 8 $/GJ = ((2,81 kWh/100)/pouvoir calorifique de 1 kWh, soit 0,00362 GJ/taux d'efficacité électrique de 97 %)

[2] Pièce HQD-12, Document 1, page 60 de 105

principalement de pertes de volume à la concurrence, de fermetures d'usines et de variations de production.

Tableau 9

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2008-2010 GRANDES ENTREPRISES			
DESCRIPTION	**10^6 m^3**		
	2008	**2009**	**2010**
Livraisons anticipées au 30 septembre (avant interruptions)	**3 345,8**	**3 036,0**	**3 009,5**
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ			
Continu tarif D_4	(14,4)	(15,9)	(17,7)
Interruptible tarif D_5	0,0	0,0	0,0
Total	**(14,4)**	**(15,9)**	**(17,7)**
Pertes face à la concurrence			
Continu tarif D_4	(3,4)	0,0	0,0
Interruptible tarif D_5	(50,4)	(1,5)	0,0
Total	**(53,8)**	**(1,5)**	**0,0**
Pertes liées à la conjoncture/structure économique			
Continu tarif D_4	(8,5)	0,0	(8,2)
Interruptible tarif D_5	(2,3)	(3,1)	0,0
Total	**(10,8)**	**(3,1)**	**(8,2)**
Fluctuations de production			
Continu tarif D_4	(120,1)	(0,9)	17,0
Interruptible tarif D_5	(126,9)	(4,7)	(8,0)
Total	**(247,0)**	**(5,6)**	**9,0**
Migration des clients des tarifs 4 ou 5			
Continu tarif D_4	(2,5)	(1,4)	0,0
Interruptible tarif D_5	0,0	0,0	0,0
Total	**(2,5)**	**(1,4)**	**0,0**
Maturation des nouvelles ventes			
Continu tarif D_4	15,0	0,0	0,0
Interruptible tarif D_5	3,7	1,0	0,0
Total	**18,7**	**1,0**	**0,0**
Livraisons prévues au 30 septembre (avant interruptions)	***3036,0***	***3009,5***	***2992,6***

3.2. Marché des petit et moyen débits

Le tableau suivant présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le marché des petit et moyen débits.

Tableau 10

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2008-2010 PETIT ET MOYEN DÉBITS	
DESCRIPTION	10^6 m^3
Livraisons anticipées au 30 septembre 2007	***2 892,4***
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ	(14,8)
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du FEÉ	(3,5)
Pertes découlant des mesures d'économie hors programmes	(29,6)
Pertes découlant de la concurrence de l'électricité hors pointe	(12,5)
Pertes structurelles et autres réductions (contexte économique : bâtiments vacants, fermeture temporaire ou permanente, etc.)	(35,6)
Maturation des nouvelles ventes	101,8
Migration des clients des tarifs D_4 ou D_5	1,7
Ajustement de la demande à un niveau de vent normal	(40,7)
Livraisons prévues pour 2008	***2 859,3***
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ	(16,0)
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du FEÉ	(3,4)
Pertes découlant des mesures d'économie hors programmes	(28,4)
Pertes découlant de la concurrence de l'électricité hors pointe	(12,5)
Pertes structurelles et autres réductions (contexte économique : bâtiments vacants, fermeture temporaire ou permanente, etc.)	(35,7)
Maturation des nouvelles ventes	104,8
Migration des clients des tarifs D_4 ou D_5	2,8
Livraisons prévues pour 2009	***2 870,9***
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du PGEÉ	(16,5)
Pertes à l'efficacité énergétique découlant du FEÉ	(4,3)
Pertes découlant des mesures d'économie hors programmes	(27,0)
Pertes découlant de la concurrence de l'électricité hors pointe	(12,5)
Pertes structurelles et autres réductions (contexte économique : bâtiments vacants, fermeture temporaire ou permanente, etc.)	(41,0)
Maturation des nouvelles ventes	105,9
Migration des clients des tarifs D_4 ou D_5	2,8
Livraisons prévues pour 2010	***2 878,1***

La demande du marché des petit et moyen débits demeurera relativement stable d'ici 2010, et ce, malgré 9 600 nouvelles ventes par année générant des volumes de 104,17 $10^6 m^3$ en moyenne sur la période. Outre l'ajustement de la demande à un niveau de vent normal pour l'année 2008, les éléments énumérés ci-dessous expliquent cette stabilité.

Des prix élevés de gaz naturel : Malgré la position concurrentielle favorable du gaz naturel face à ses concurrents sur le marché affaires, lequel représente plus de 90 % de la demande du marché des petit et moyen débits, les prix moyens du service de fourniture de Gaz Métro prévus de 2008 à 2010 sont très élevés. Quoique Gaz Métro dispose de dérivés financiers qui limitent la volatilité du prix du service de fourniture en cours d'année, des fluctuations mensuelles de prix sont tout de même possibles. Ce type de conjoncture pourrait positionner le gaz naturel dans une situation temporairement défavorable face à ses concurrents, particulièrement face à l'électricité. Dans ces circonstances, des clients pourraient être incités à convertir ou à remplacer partiellement ou totalement leurs équipements à gaz naturel par des appareils utilisant une source alternative alors perçue comme étant économique.

Des mesures d'économies d'énergie importantes : Même si le prix du service de fourniture ne subissait aucune fluctuation en cours d'année, le prix élevé du service de fourniture ainsi que la mise en place du nouveau Plan d'ensemble en efficacité énergique issu de la stratégie énergétique du Québec inciteront les clients à mettre en place des mesures additionnelles d'économies d'énergie temporaires ou permanentes. Ces mesures additionnelles auront pour conséquence de réduire la demande de gaz naturel. On constate cet effet depuis déjà quelques années par la croissance des économies générées par le PGEÉ et le FEÉ et également par la mise en place d'initiatives autonomes des clients non comptabilisées par le PGEÉ ni le FEÉ, visant la réduction de la facture annuelle du gaz naturel.

La concurrence de l'électricité hors pointe : Finalement, le prix élevé du service de fourniture combiné à un tarif d'électricité accessible à un taux marginal de 2,81 ¢/kWh inciteront certainement de grands clients affaires, comme ce fut le cas depuis 2005-2006, à déplacer le gaz naturel pour l'électricité. Ce déplacement se fait en installant des équipements électriques additionnels dont l'utilisation en dehors des périodes de pointe visera à optimiser la consommation quotidienne d'électricité

Par conséquent, même si la situation concurrentielle du gaz naturel est favorable face au mazout et à l'électricité sur le marché affaires pour 2008, il faut prendre en considération ces autres facteurs non négligeables liés au contexte de marché aux fins de l'établissement de la prévision de la demande.

3.3. Livraisons globales

Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 11

LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2008-2010 PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	**10^6 m^3**		
	2008	**2009**	**2010**
Service continu	5191,2	5184,6	5182,9
Service interruptible	704,1	695,8	687,8
Total	***5895,3***	***5880,4***	***5870,7***

Les volumes au service continu sont composés des volumes aux petit et moyen débits ainsi que des volumes au service continu sur le marché des grandes entreprises.

3.4. Scénario favorable

Un scénario favorable a été analysé de 2008 à 2010 pour évaluer la demande de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement dans un contexte plus favorable que le scénario de base.

Les hypothèses retenues pour l'élaboration de ce scénario pour le marché des grandes entreprises sont les suivantes :

- Coût total (fourniture, compression, transport, équilibrage, distribution) du gaz naturel inférieur au coût du mazout n° 6 (incluant le transport), celui-ci étant la source énergétique alternative pour les grandes entreprises. Gaz Métro émet l'hypothèse que la position concurrentielle du gaz naturel sera favorable par rapport au mazout de 2008 à 2010.

- Analyse des impacts volumétriques, client par client :
  - Au service continu :
    - Renouvellement d'un contrat d'un client majeur au-delà de 2008, dont la consommation correspondrait à sa capacité de production maximale;
    - Nouvelle implantation industrielle dont les livraisons débuteraient en 2009;
    - Certaines fermetures d'usines prévues au scénario de base seraient retardées au-delà de la période du plan d'approvisionnement.
  - Au service interruptible :
    - Retour à la consommation de gaz naturel pour des clients sans contrat qui ont cessé de l'utiliser comme source d'énergie principale au cours des sept dernières années, principalement dans l'industrie des pâtes et papiers et de la production d'aluminium;
    - Renouvellement des contrats à échéance d'ici 2010; et
    - Consommation des clients égale ou supérieure à leur obligation minimale annuelle (OMA).

La demande du marché des grandes entreprises, qui a subi une compression importante au cours des dernières années en raison d'une position concurrentielle difficile, pourrait s'accroître de façon significative dans un contexte favorable. Plusieurs grands clients ayant délaissé complètement le gaz naturel mais toujours raccordés au réseau de gaz naturel pourraient utiliser à nouveau le gaz naturel comme source d'énergie principale.

Au service interruptible, les clients dont les contrats n'ont pas été renouvelés ou ceux ne consommant du gaz naturel que pour une partie de leurs besoins en énergie pourraient générer une demande additionnelle de gaz naturel dans le scénario favorable de 566,0 10^6m³ en 2010 alors qu'au service continu, la demande additionnelle pourrait atteindre 441,06 10^6m³, pour une demande additionnelle totale pour le marché des grandes entreprises de 1 007,06 10^6m³ en 2010.

Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait également en hausse de 66,8 10^6m³ en 2010 dans un contexte favorable par rapport au scénario de base. Les hypothèses suivantes sont retenues pour l'élaboration du scénario favorable :

- Augmentation de la demande liée à une croissance économique légèrement plus optimiste variant de 2,80 % en 2008 à 3,10 % en 2010, soit 0,40 % de plus par année qu'au scénario de base. Une forte croissance économique aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes, occasionnerait une diminution des pertes de clients causées par les faillites et favoriserait l'augmentation des livraisons chez les clients existants.

- Une situation concurrentielle très favorable sur le marché affaires résultant d'une baisse significative du prix du gaz naturel. Une amélioration de la situation concurrentielle aurait un impact favorable sur les nouvelles ventes principalement en ce qui a trait au passage du mazout et de l'électricité vers le gaz naturel. Une baisse significative du prix du gaz naturel pourrait aussi avoir un impact négatif sur la mise en place de mesures d'économies d'énergie en détériorant le rendement de l'investissement requis et rendant ainsi certaines mesures peu rentables pour les clients.

- Finalement, une baisse importante du prix du gaz naturel rendrait l'optimisation hors pointe peu rentable pour les clients et ce faisant, diminuerait les pertes de volume anticipées d'ici 2010. De plus, une correction tarifaire importante de la part d'Hydro-Québec pourrait envoyer un bon signal de prix sur le marché et réduire la menace anticipée.

Il est à noter que le retour du gaz naturel à une position concurrentielle favorable sur le marché résidentiel pourrait avoir un effet à la hausse sur les nouvelles ventes, principalement sur le marché de la conversion. Cependant, l'effet sur la demande demeurerait marginal.

Le tableau 12 présente la prévision des livraisons dans un scénario favorable pour l'ensemble des marchés.

Tableau 12

SCÉNARIO FAVORABLE PETIT ET MOYEN DÉBITS ET GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	**10^6 m^3**		
	2008	**2009**	**2010**
Service continu	5541,9	5578,5	5690,7
Service interruptible	1274,8	1253,8	1253,8
Total	***6816,7***	***6832,3***	***6944,5***

Le tableau 13 présente l'écart entre le scénario favorable du tableau 12 et le scénario de base du tableau 11.

Tableau 13

LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2008-2010 ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET FAVORABLE PETIT ET MOYEN DÉBITS ET GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	**10^6 m^3**		
	2008	**2009**	**2010**
Service continu	350,7	394,0	507,8
Service interruptible	570,7	558,0	566,0
Total	***921,4***	***952,0***	***1073,8***

3.5. Scénario défavorable

Un scénario défavorable a été analysé de 2008 à 2010 pour illustrer la demande de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement dans un contexte défavorable.

Les hypothèses retenues pour l'élaboration de ce scénario pour le marché des grandes entreprises sont les suivantes :

- Coût total (fourniture, compression, transport, équilibrage, distribution) du gaz naturel significativement supérieur à long terme au coût du mazout n° 6 (incluant le transport), celui-ci étant la source d'énergie alternative pour les grandes entreprises. Gaz Métro émet l'hypothèse que la position concurrentielle du gaz naturel serait encore plus défavorable par rapport au mazout que dans le scénario de base pour les années 2008 à 2010.

- Analyse des impacts volumétriques, client par client :
  - Au service continu :
    - Pertes additionnelles de volume dans les industries de la production d'aluminium et dans l'industrie des pâtes et papiers;
    - Fermetures plus rapide que prévues au scénario de base dans le secteur du textile.
  - Au service interruptible :
    - Nouvelle vente du secteur des raffineries ne mature pas aussi rapidement que le scénario de base l'a prévu;
    - Non-renouvellement de certains contrats à échéance, et ce, d'ici 2010;
    - Consommation de certains clients inférieure à leur OMA, ceux-ci préférant payer la pénalité associée et consommer du mazout;
    - Pertes additionnelles de clients au mazout n° 6.

La demande du marché de la grande entreprise, qui a déjà subi une compression importante au cours des dernières années en raison d'une position concurrentielle difficile, pourrait encore continuer de décroître de façon significative dans un contexte défavorable. Plusieurs grands clients n'ayant toujours pas délaissé le gaz naturel pourraient utiliser le mazout n° 6 comme source d'énergie principale. Certains clients y verraient également l'occasion d'investir dans de l'équipement utilisant le mazout plutôt que le gaz naturel, le rendement de l'investissement s'améliorant à mesure que le désavantage concurrentiel entre le gaz naturel et le mazout augmente.

Au service interruptible, les clients en général délaisseraient le gaz naturel pour le remplacer par du mazout n° 6. Quelques clients utilisant le gaz naturel par choix éthique et acceptant présentement de payer plus cher pour utiliser du gaz naturel pourraient décider de cesser d'utiliser cette source d'énergie advenant une dégradation de la situation concurrentielle. Ces clients pourraient générer une baisse de la demande de gaz naturel dans le scénario défavorable de 203,1 10^6m³ en 2010 alors qu'au service continu, la baisse de la demande pourrait atteindre 90,1 10^6m³, pour une demande totale à la baisse du marché des grandes entreprises de 293,2 10^6m³ en 2010.

Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en baisse de 101,8 $10^6 m^3$ en 2010 dans un contexte défavorable par rapport au scénario de base. Les hypothèses suivantes sont retenues pour l'élaboration du scénario défavorable :

- Diminution de la demande liée à une croissance économique légèrement pessimiste variant de 2,00 % en 2008 à 2,40 % en 2010, soit 0,40 % de moins qu'au scénario de base. Une faible croissance économique aurait un impact à la baisse sur les nouvelles ventes, occasionnerait une augmentation des pertes de clients causées par les faillites et favoriserait la diminution des livraisons chez les clients existants.

- Une situation concurrentielle défavorable sur le marché affaires résultant d'une hausse significative du prix du gaz naturel. Une détérioration de la situation concurrentielle aurait un impact défavorable sur les nouvelles ventes principalement en décourageant les initiatives de passage du mazout ou de l'électricité vers le gaz naturel. Cependant, une hausse significative du prix du gaz naturel pourrait avoir un impact positif sur la mise en place de mesures d'économies d'énergie en améliorant le rendement de l'investissement requis pour les rentabiliser.

- Finalement, une hausse importante des prix du gaz naturel rendrait rentable l'optimisation hors pointe pour les clients et, ce faisant, diminuerait la demande d'ici 2010.

Le tableau 14 présente la prévision des livraisons dans un scénario défavorable pour l'ensemble des marchés.

Tableau 14

SCÉNARIO DÉFAVORABLE PETIT ET MOYEN DÉBITS ET GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	**10^6 m^3**		
	2008	**2009**	**2010**
Service continu	5043,8	4991,9	4991,0
Service interruptible	498,3	484,7	484,7
Total	***5542,1***	***5476,6***	***5475,7***

Le tableau 15 présente l'écart entre le scénario défavorable du tableau 14 et le scénario de base du tableau 11.

Tableau 15

LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2008-2010 ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET DÉFAVORABLE PETIT ET MOYEN DÉBITS ET GRANDES ENTREPRISES (avant interruptions)			
DESCRIPTION	**10^6 m^3**		
	2008	**2009**	**2010**
Service continu	(147,4)	(192,6)	(191,9)
Service interruptible	(205,8)	(211,1)	(203,1)
Total	**(353,2)**	**(403,7)**	**(395,0)**

3.6. Services de transport et d'équilibrage fournis par le client

Outre les clients qui consommeront du biogaz, seulement neuf clients utilisent leur propre transport pour l'année 2007. Malgré qu'il soit possible que ce nombre varie d'ici 2008, l'hypothèse que ce nombre de clients sera statique pour toute la durée du plan d'approvisionnement est utilisée.

3.7. Aléas climatiques

Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, l'écart annuel total maximum bas et haut, observé entre les degrés-jours réels des 14 dernières années et les degrés-jours normaux pour l'année tarifaire 2008 est utilisé. Ces écarts sont de -13,6 % pour une année chaude et +8,2 % pour une année froide. Les variations potentielles de demande engendrées par ces écarts de température sont illustrées au tableau de la pièce Gaz Métro-4, document 2. Les impacts de ces variations sur le plan d'approvisionnement sont exposés à la section 6.4 du présent document.

4. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2008-2010

Gaz Métro dépose, en conformité avec le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*, un plan gazier portant sur un horizon de trois ans, soit 2008 à 2010.

L'objectif premier du plan est d'assurer un approvisionnement sécuritaire tout en veillant à ce que le coût d'utilisation du gaz naturel soit le plus bas possible pour les clients de Gaz Métro et concurrentiel avec celui des énergies alternatives. Gaz Métro contracte les outils nécessaires afin de rencontrer la demande continue des clients en journée de pointe, la demande saisonnière des clients continus et, dans la mesure du possible, celle des clients interruptibles. Ces approvisionnements doivent par ailleurs être suffisamment flexibles pour faire face aux fluctuations de la demande dues au climat et à l'économie.

Gaz Métro minimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils : des capacités de transport depuis l'Alberta, du stockage en franchise et hors franchise, des échanges de molécule d'une période à l'autre, des achats de molécule directement à Dawn, du service de pointe et des livraisons en franchise. C'est dans cette optique que Gaz Métro réitère que sa stratégie vise la mise en place d'un portefeuille d'outils variés, échelonnés dans le temps et diversifiés géographiquement.

Le développement d'alternatives complémentaires au gaz de l'Ouest canadien acheminé par TCPL demeure un objectif prioritaire de Gaz Métro. Dans cette perspective, Gaz Métro a entamé des négociations avec des partenaires afin d'être éventuellement desservi en gaz naturel directement au Québec, à partir d'un terminal méthanier. La Régie sera saisie d'une demande pour entériner le contrat d'approvisionnement dès que celui-ci aura été négocié. Une mise en contexte est présentée à la section 8 du présent document ainsi qu'une réflexion sommaire sur les impacts de l'implantation possible d'un ou plusieurs terminaux méthaniers au Québec sur les stratégies d'approvisionnement, telle que demandée par La Régie dans sa décision D-2006-140.

Comme l'an passé, Gaz Métro propose d'examiner le contexte ainsi que les stratégies retenues par composante (fourniture de gaz naturel, transport et équilibrage).

4.1. Fourniture de gaz naturel

Notre stratégie d'acquisition de fourniture varie en fonction du point d'acquisition. Étant donné la liquidité du marché à Aeco, qui est un bassin de production où se trouvent un grand nombre de joueurs, une activité "spot" fiable et des indices de prix reconnus, Gaz Métro limite ses contrats à des durées de 12 ou 24 mois. Cette flexibilité permet de réévaluer plus souvent le crédit des fournisseurs ainsi que d'en accueillir de nouveaux. Gaz Métro procède par appel d'offres et sélectionne les fournisseurs en fonction des critères suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience passée. Gaz Métro s'assure de maintenir une diversité de fournisseurs.

Pour ce qui est de Dawn, Gaz Métro procède par invitation. Dawn étant une plaque tournante (hub) et non pas un bassin de production, le nombre de joueurs y est plus faible, l'activité "spot" y est variable et il n'y a pas d'indice reconnu par les banques pour fins de dérivatifs financiers. Les critères pour inviter un fournisseur sont : la notation de crédit, la crédibilité en tant que fournisseur à Dawn (détention de capacité de transport et /ou stockage) et le différentiel de lieu demandé. Pour ce qui est de la durée des contrats, Gaz Métro préfère avoir des contrats à court terme afin d'optimiser l'appariement des achats avec la demande et de moduler le tout en fonction de la variation de cette demande, tant sur une base mensuelle, qu'annuelle et pluriannuelle. Il est à noter, qu'étant donné la fin, en avril 2007, des contrats d'achats à Dawn qui avaient été contractés pour une durée de cinq ans, et considérant également les différentiels de lieux favorables actuellement observés, Gaz Métro a contracté certaines quantités pour une durée de trois ans. De plus, Gaz Métro a contracté un achat de fourniture à Dawn pour une durée de 5 ans, en remplacement de la capacité d'entreposage chez Union Gas non renouvelée au 1er avril 2007. L'information est présentée à la pièce Gaz Métro-4, document 3.

4.2. Transport

À ce jour, le pipeline de TCPL est pleinement utilisé en aval de Dawn et sous-utilisé en amont de ce point. L'arrivée de capacités pipelinières a augmenté l'offre qui existait déjà à Dawn, un carrefour où dorénavant plusieurs pipelines convergent. À cet effet, Gaz Métro présente le contexte gazier propre à ce secteur à la pièce Gaz Métro-3, document 7.

Afin de retenir les expéditeurs qui ont désormais une alternative de transport, TCPL a comme approche de proposer des changements à la pièce, en fonction des demandes du marché.

Gaz Métro continue de demeurer active dans la défense de ses droits auprès de TCPL car, contrairement à ses voisins ontariens, elle n'a pas d'alternative pour du transport jusqu'à sa franchise. Gaz Métro participe activement aux groupes de travail spécifiques formés par TCPL pour discuter de différents enjeux. Dans ses interventions, Gaz Métro s'appuie sur les principes tarifaires historiquement approuvés qui font en sorte que, même si elle est l'expéditrice domestique la plus éloignée du bassin de production de l'Ouest canadien, elle jouit des mêmes tarifs de transport que le client situé à Toronto.

Le marché du gaz naturel est en période de changement avec la venue éventuelle de terminaux méthaniers dans l'Est du Canada. Cet événement entraîne à court terme une réflexion générale sur l'approvisionnement du gaz naturel. Déjà, dans le cadre des groupes de travail formés par TCPL, des sous-comités ont été mis en place pour traiter de l'avènement des terminaux méthaniers, de leur impact dans le marché et des modifications qu'ils entraînent dans la gestion de l'approvisionnement gazier.

L'alliance formée avec les distributeurs ontariens tant au niveau des groupes de travail qu'au niveau de la défense de dossiers spécifiques devant l'Office national de l'énergie s'est poursuivie et demeure, même avec la venue des terminaux méthaniers. L'impact de cette alliance accentue l'influence de Gaz Métro tant dans les groupes de travail qu'au niveau de propositions que TCPL souhaite mettre de l'avant.

En plus des pressions pour minimiser les tarifs de TCPL, Gaz Métro cherche à optimiser la structure de coût global jusqu'en franchise. Comme on le sait, la demande est fortement influencée par la température. Gaz Métro doit donc nécessairement détenir les capacités de transport et d'entreposage nécessaires pour répondre aux besoins de la clientèle continue durant la période hivernale. Le coût de la capacité de transport ferme entre l'Alberta et le Québec est important et la structure tarifaire comporte une grande part de coûts fixes. La capacité doit donc être payée même lorsque non utilisée. La façon d'optimiser la structure de coûts consiste à diminuer la capacité longue distance en y jumelant des achats à Dawn, lesquels sont à leur tour transportés sur un contrat de courte distance dont les coûts sont

moindres. La capacité de transport en franchise demeure donc la même mais le transport provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est, à toutes fins pratiques, presque totalement utilisé, alors que le transport provenant de Dawn est celui qui est modulé en fonction de la variation de la demande. Tout comme pour la fourniture, Gaz Métro surveille la valeur du transport sur le marché secondaire afin de se repositionner à Aeco advenant le cas où la valeur du marché secondaire annulerait les économies reliées à cette option.

4.3. Équilibrage

Une partie des besoins d'équilibrage est fournie par les sites d'entreposage en franchise, soit l'usine LSR et les sites d'entreposage souterrain d'Intragaz (St-Flavien et Pointe-du-Lac), et le site d'entreposage souterrain hors franchise de Union Gas. L'autre partie des outils d'équilibrage consiste en des achats de gaz effectués directement à Dawn, les volumes afférents étant transportés sur des contrats de transport FTSH.

Le site d'entreposage de Union Gas est pleinement contracté et donc très limité au niveau de nouvelles capacités mises en marché. À cette situation s'ajoute la croissance du développement de la génération électrique qui est prévue en Ontario et qui amplifie de façon considérable la demande des outils d'approvisionnement dans le sud de cette province. Ces éléments ont pour effet de rendre le site d'entreposage de Union Gas très prisé dans le milieu énergétique.

Le site d'entreposage de Union Gas est un outil très flexible en terme de débit journalier. Au dossier tarifaire 2005 (R-3529-2004), à la pièce SCGM-3, document 4.4, Gaz Métro a défini les particularités reliées aux outils d'entreposage et l'importance du débit journalier. Ainsi, la capacité de retrait détenue par Gaz Métro, suppléée par des achats de gaz à Dawn ou par des achats "spot", permet de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle durant l'hiver.

Les conclusions qui avaient amené Gaz Métro à renouveler le contrat d'entreposage chez Union Gas et qui avaient été présentées au dossier tarifaire 2005 demeurent valides. Ainsi, pour l'instant, Gaz Métro maintiendra ses capacités d'entreposage chez Union Gas lors des renouvellements à venir.

…

Il est toutefois à noter que Gaz Métro réévalue, lors du renouvellement des contrats d'entreposage, les coûts exigés par Union Gas par rapport aux options disponibles pour satisfaire les besoins saisonniers de la clientèle. Ainsi, malgré son désir de conserver la capacité d'entreposage, Gaz Métro n'effectuera pas les renouvellements à n'importe quel prix.

Au dernier dossier tarifaire, Gaz Métro avait soulevé certaines préoccupations à l'égard de l'accessibilité au site d'entreposage d'Union Gas. Dans le cadre de la revue de l'interface entre le gaz naturel et l'électricité ("Natural Gas Electricity Review Issues and Storage Regulation" dossier EB-2005-0551) la Commission de l'énergie de l'Ontario (OEB) a émis une décision le 7 novembre 2006 qui a certaines implications sur les contrats d'entreposage contractés par Gaz Métro auprès de Union Gas :

1. L'OEB va s'abstenir de réglementer les tarifs ou d'approuver les contrats pour les services de stockage à court terme ou à long terme fournis par Union et Enbridge à des clients "hors franchise" (page 71 de la décision).

   Ainsi, lors de renouvellement de contrat, une fois les négociations avec Union Gas terminées, le contrat et le tarif n'auront pas à être approuvés par l'OEB.

2. Une certaine quantité d'entreposage est réservée pour les clients en franchise de Union Gas. Les quantités excédentaires ainsi que tout nouveau développement pourront être mis en marché pour la clientèle "hors franchise" de Union Gas. (pages 82 et 83 de la décision).

   La capacité d'entreposage réservée aux clients en franchise de Union Gas étant dorénavant fixée, Gaz Métro et les autres clients hors franchise ne courent plus le risque de se voir retirer cette capacité pour répondre aux besoins de la clientèle en franchise de Union Gas.

En fonction de cette décision, les préoccupations de Gaz Métro à l'égard de l'accessibilité sont moindres. En fait, l'accès futur à cette capacité dépendra uniquement des forces du marché et du prix que Gaz Métro sera disposée à payer pour ce service d'entreposage.

4.4. Conclusion

La stratégie mise en place en novembre 2003 consistant à se positionner à Dawn pour effectuer une partie des achats demeure pertinente sur l'horizon du plan 2008-2010.

Les outils déjà sous contrat pour les années 2008-2010 permettent de répondre à la demande de la clientèle sans amener de restructuration majeure à la stratégie déjà présentée, exception faite des ventes de transport *a priori* requises pour limiter la provision additionnelle à l'intérieur de la plage de référence approuvée par la Régie.

Finalement, Gaz Métro se garde à l'affût de toutes les possibilités qui lui permettraient de diminuer les coûts d'approvisionnement en franchise.

5. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS

Cette section porte particulièrement sur la première année du plan d'approvisionnement. À noter que la demande totale inclut la demande pour génération électrique ainsi que la demande en biogaz. En ce qui concerne la demande de génération électrique, le client contracte sa fourniture et son transport, ce qui n'occasionne aucun impact net sur le plan d'approvisionnement (approvisionnement égal à la demande). Quant à la demande de biogaz, elle est fournie par un réseau dédié et ne requiert donc pas d'outil d'approvisionnement additionnel. Dans les documents 6 à 9 de la pièce Gaz Métro-4, les volumes de biogaz sont présentés distinctement.

5.1. Fourniture de gaz naturel

Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel et de gaz de compression de Gaz Métro est présentement constitué de 25 contrats répartis comme suit : onze à Aeco, un contrat à Empress et treize à Dawn. Le tableau de la pièce Gaz Métro-4, document 3 spécifie la date d'échéance, le point de livraison ainsi que les volumes quotidien et annuel reliés à chacun de ces contrats pour le plan d'approvisionnement 2008-2010. Le tableau contient également les totaux visés au plan d'approvisionnement 2008 et le ratio qui est contracté à ce jour par rapport à ces derniers.

Tous points de livraison considérés, le volume annuel d'achat en service de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression prévu pour l'année 2008 est de 2 336 $10^6 m^3$. Tel qu'indiqué à la pièce Gaz Métro-4, document 3 un volume annuel de 928 $10^6 m^3$ est déjà contracté, ce qui implique que Gaz Métro a présentement sécurisé 40 % des achats totaux en service de fourniture de gaz naturel. Gaz Métro procédera dans les semaines qui viennent à un appel d'offres afin de compléter une partie de ses besoins en approvisionnement.

De façon générale, Gaz Métro planifie contracter pour 2008 entre 50 % et 60 % de ses besoins avant le début de l'année gazière et conserver au moins 40 % de ses achats en "spot" afin d'être en mesure de réagir aux variations de la demande dues aux mouvements en achat direct ainsi qu'aux aléas de la température.

En ce qui a trait à la sécurité des approvisionnements, Aeco, Empress et Dawn sont des points liquides et il est facile de s'y approvisionner en tout temps. Le gaz naturel étant transigé comme une commodité, les prix s'ajustent automatiquement en fonction de l'offre et de la demande. Rappelons que les volumes contractés suite aux appels d'offres en service de fourniture de gaz naturel le sont à un indice mensuel ou quotidien et que cet indice détermine le prix.

5.2. Transport

Le portefeuille de contrats de transport que possède Gaz Métro peut être décomposé en huit parties selon les segments parcourus. Le tableau de la pièce Gaz Métro-4, document 4 contient les débits totaux de chaque segment ainsi que les échéances et les débits des différents contrats de transport.

Quatre contrats de transport, dont trois assujettis à un renouvellement annuel, viennent à échéance sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2008; ceux-ci ont été ombragés dans le tableau de référence. Il est à noter que 95 % des contrats de transport FTLH et 92% des contrats STS sont renouvelables annuellement.

Au 1er novembre 2007, un service de transport FTSH sera effectif sur le segment de Parkway-EDA pour une capacité de 1 715 $10^3 m^3$/jour. Cette capacité, assujettie à un

"Precedent Agreement (PA)" avec TCPL, avait été contractée en octobre 2004 afin de remplacer deux contrats du marché secondaire venant à échéance en novembre 2006 (1 275 10^3m^3/jour) et répondre à une croissance de la demande de pointe (440 10^3m^3/jour) projetée à ce moment-là. Pour apparier cette capacité de transport, Gaz Métro a également contracté auprès de Union Gas une capacité de transport équivalente sur le tronçon Dawn-Parkway, permettant ainsi de détenir du transport de Dawn (plaque tournante pour contracter la fourniture de gaz naturel) à la franchise (GMi EDA).

5.3. Équilibrage

Le portefeuille d'outils d'entreposage de Gaz Métro est constitué de trois sites d'entreposage souterrain, les sites en franchise d'Intragaz (Pointe-du-Lac et St-Falvien) et hors franchise de Union Gas, et d'une usine de liquéfaction (LSR) dont Gaz Métro est le propriétaire.

Le tableau de la pièce Gaz Métro-4, document 5 contient les volumes totaux d'entreposage ainsi que les capacités totales de retrait et d'injection actuellement détenues par Gaz Métro avec chacune des parties et des outils impliqués. De plus, l'échéance relative à chacun des contrats y est également spécifiée.

La capacité totale d'entreposage chez Union est réduite de 77 691 10^3m^3, correspondant à une partie du contrat d'entreposage LST 014 qui venait à échéance le 31 mars 2007 et qui n'a pas été renouvelée. Les négociations avec Union Gas n'ont pas été concluantes. Les positions quant au tarif applicable à cette capacité de renouvellement étant divergentes, et ce de façon importante, Gaz Métro a décidé de ne pas renouveler cette capacité. Le contexte et l'analyse du renouvellement sont présentés à la pièce Gaz Métro-3, document 8, sous pli confidentiel.

Il n'y a aucun renouvellement de capacité d'entreposage chez Union Gas au cours de l'année financière 2008. Deux contrats d'entreposage viennent toutefois à échéance au cours des deux dernières années du plan 2008-2010. …

En ce qui concerne le site d'entreposage de Pointe-du-Lac, le contrat est venu à échéance le 30 avril 2006. La Régie a rendu la décision D- 2007-65 quant à la requête d'Intragaz pour fixer le tarif d'emmagasinage (R-3601-2006). Le contrat avait été convenu pour une durée de 10 ans. Suite à la décision de la Régie, Gaz Métro doit renégocier une date d'échéance du contrat avec Intragaz. …

Tel que mentionné à la pièce Gaz Métro-3 document 1, la capacité totale du site d'entreposage de St-Flavien a été augmentée de 3 000 10^3m^3, passant de 117 000 10^3m^3 à 120 000 10^3m^3. Cette capacité a été offerte à Gaz Métro conformément à l'article 4.1 du contrat qui stipule que Intragaz s'engage à réserver à Gaz Métro et Gaz Métro s'engage à prendre la totalité de la capacité d'emmagasinage jusqu'à concurrence de 142 000 10^3m^3 par année. Combinée à cette nouvelle capacité, la capacité maximale de retrait a également été majorée de 30 10^3m^3/jour, passant de 1 900 à 1 930 10^3m^3/jour.

6. APPROVISIONNEMENTS REQUIS

Cette section décrit les outils d'approvisionnement qui seront potentiellement requis pour les années 2009 et 2010 du plan. Les outils déjà sous contrat permettent de répondre à la demande et amènent même Gaz Métro à prévoir des ventes de transport FTSH excédentaire sur le tronçon Dawn-EDA.

6.1. Fourniture de gaz naturel

Pour les années 2009 et 2010 de ce plan, Gaz Métro prévoit acheter directement à Dawn un volume de gaz naturel de 476 10^6m^3 et 466 10^6m^3 respectivement. Ces valeurs sont illustrées à la pièce Gaz Métro-4, document 6, ligne 13, colonnes 6 et 9. La politique de produits dérivés financiers approuvée par la Régie s'appliquera à ces volumes de la même façon qu'aux volumes achetés à Empress. Tel que mentionné à la section 4.1 de la pièce Gaz Métro-3, document 1, certains achats à Dawn ont été contractés pour une durée de trois ans, couvrant ainsi une portion des achats prévus pour 2009 et 2010, et un contrat pour une durée de cinq ans en remplacement de la capacité d'entreposage de 77 10^6m^3 non renouvelée au 1er avril 2007.

6.2. Transport

Selon le scénario des livraisons globales de gaz naturel présenté à la section 3.3, Gaz Métro devra répondre à une demande après interruptions de 5 933 10^6m³ en 2009 et 5 923 10^6m³ en 2010, telles qu'indiquées à la pièce Gaz Métro-4, document 6, ligne 7. Aux lignes 26 à 40 de ce tableau, on retrouve les débits envisagés pour les segments de transport qui composent le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour la période concernée.

Afin de maintenir la provision additionnelle à la journée de pointe à un niveau similaire à celui de l'année 2008, Gaz Métro a prévu des ventes de transport FTSH excédentaire pour une capacité de 1 372 10^3m³/jour en 2009 et 1 320 10^3m³/jour en 2010.

Il est à noter qu'à la deuxième année du plan d'approvisionnement 2008-2010, deux contrats de transport FTSH (Dawn –GMi EDA) convenus auprès de tierces parties viennent à échéance, expliquant la réduction de la capacité de 4 223 10^3m³/jour à 2 903 10^3m³/jour pour les années 2009 et 2010 (ligne 28 du document). Ces contrats ne comportent pas de modalités de renouvellement.

6.3. Équilibrage

Gaz Métro prévoit détenir de la capacité d'entreposage pour un total de 721 10^6m³ pour l'année 2009 et 2010. Le détail des volumes éventuellement entreposés par Gaz Métro pour les périodes concernées se retrouve à la pièce Gaz Métro-4, document 6, lignes 18 à 24.

6.4. Impact de la température

La pièce Gaz Métro-4, document 7 présente l'impact de la température pour les structures d'approvisionnement développées pour les années 2008, 2009 et 2010. Comme on peut le constater, la majorité des variations de la demande dues à la température se répercute par une variation des interruptions et de la capacité de transport non utilisé. On retrouve une variation des achats de gaz naturel à Dawn étant donné la structure sous-jacente à ces scénarios.

6.5. Scénario favorable

La pièce Gaz Métro-4, document 8 présente les plages de valeurs pour le scénario d'approvisionnement dans le cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario favorable tel qu'indiqué à la section 3.4. Il est à noter que Gaz Métro a également développé un scénario favorable pour l'année 2008 reflétant la position concurrentielle potentielle pour cette première année du plan 2008-2010.

Pour les trois années du plan d'approvisionnement, les outils déjà disponibles permettent de répondre à la demande, combinés à une vente de capacité de transport FTLH et/ou FTSH de 1 927 10^3m^3/jour pour l'année 2008. Pour les années 2009 et 2010, aucune vente de capacité de transport n'est requise. …. De plus, des achats de capacité de transport seraient potentiellement requis afin de détenir une provision additionnelle qui se situe au milieu de la plage. Il est à noter que sous un scénario favorable, la provision additionnelle pour 2008 passerait de 1 362 10^3m^3 à 1 442 10^3m^3. Gaz Métro ne procèderait pas nécessairement à ces achats en autant que la provision additionnelle ne se retrouve pas en deçà de la plage de référence.

6.6. Scénario défavorable

La pièce Gaz Métro-4, document 9 présente les plages de valeurs pour le scénario d'approvisionnement dans le cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario défavorable tel qu'indiqué à la section 3.5. Il est à noter que Gaz Métro a également développé un scénario défavorable pour l'année 2008 reflétant la position concurrentielle potentielle pour cette première année du plan 2008-2010.

Pour les trois années du plan d'approvisionnement, les outils déjà disponibles, combinés à une vente de transport FTLH et/ou FTSH, permettent de répondre à la demande.

La baisse de la demande sous les scénarios défavorables entraîne une augmentation importante du transport FTLH non utilisé en été et une baisse des achats à Dawn, et ce, malgré les ventes de transport *a priori* également plus importantes.

6.7. Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement

Dans l'éventualité où un fournisseur ferait défaut de livrer le gaz qu'il s'était engagé à livrer, Gaz Métro devrait se procurer du gaz de remplacement auprès d'autres fournisseurs actifs dans le marché. Le gaz de remplacement ainsi trouvé pourrait cependant devoir être acheté à un prix supérieur au prix convenu avec le fournisseur initial. Les ententes en place prévoient cependant que le fournisseur fautif doit indemniser Gaz Métro pour les coûts additionnels encourus pour l'acquisition de gaz de remplacement.

La liquidité des marchés fait en sorte qu'il est presque toujours possible de trouver du gaz de remplacement. Le prix auquel le gaz de remplacement serait disponible dans le marché peut cependant être influencé par la liquidité des sources d'approvisionnement. En effet, Dawn n'étant pas un bassin de production comme l'est Empress, la liquidité de ce point est affectée par des contraintes de capacité de transport et de retrait d'entreposage. Ces contraintes sur la liquidité de Dawn pourraient se refléter dans le prix du gaz de remplacement.

Le mécanisme d'indemnisation fait en sorte que les fournisseurs n'ont aucun intérêt financier à faire défaut dans leurs obligations de livraison.

Le risque est donc essentiellement de nature financière et est lié à la solvabilité financière des fournisseurs et ce, indépendamment de la source d'approvisionnement.

7. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

La vision à long terme de Gaz Métro en matière d'approvisionnement gazier n'a pas fait l'objet de modifications importantes par rapport au document soumis l'an dernier. Cette section a cependant été mise à jour en fonction des nouvelles données disponibles.

7.1. Offre et demande du gaz naturel

Gaz Métro s'approvisionne actuellement en totalité à partir des réserves du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Cependant, puisque le commerce du gaz naturel s'étend à l'échelle continentale, il doit être analysé sur une base nord américaine pour en saisir toute sa dynamique. De plus, avec l'augmentation graduelle du commerce international du

gaz naturel liquéfié (GNL), c'est dans une perspective internationale que doit aussi se porter la vision du marché gazier.

Depuis la fin des années 90, l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel sur le continent nord américain est de plus en plus précaire. En fait, le gaz a été victime de sa popularité. Perçu comme un combustible abondant, sécuritaire, propre et peu coûteux, le gaz naturel est devenu le combustible de choix pour la génération électrique. De 1998 à 2004, les États-unis ont mis en place 150 000 MW de nouvelles capacités de génération électrique au gaz naturel. C'est grosso modo l'équivalent de quatre fois la capacité d'Hydro-Québec.

Avant l'an 2000, personne ne se préoccupait de la capacité des bassins de production de répondre à la demande. C'était l'époque des surplus de production. Le gaz naturel se vendait sous les 2 $/GJ. Or, depuis quelques années, les bassins de production exploités au Canada et aux États-Unis affichent des signes importants d'essoufflement reliés au phénomène de la maturité. Notons, entre autres, l'augmentation du taux annuel de déclin de la production des puits existants et la baisse de la productivité des nouveaux puits. Ce faisant, le maintien des niveaux de production requiert de plus en plus de nouveaux forages. Quant aux coûts de développement des nouvelles réserves, ils sont de plus en plus élevés.

Il est peu probable que les approvisionnements provenant des champs de gaz classique augmentent au cours des prochaines années. En fait, ce type de production est appelé à diminuer. Par contre, le gaz non classique tel que le méthane de houille ainsi que les réserves provenant des gisements à faible perméabilité offrent de bonnes perspectives de croissance. Déjà, une part importante de la production de gaz naturel aux États-Unis est attribuée à la production de méthane de houille. L'Ouest canadien contient de très grands gisements de méthane de houille. Le développement de ces réserves pourra suppléer en partie, mais non compenser en totalité, au déclin de la production de gaz conventionnel au Canada.[1]

[1] Pour les références, voir la section 7.5

Compte tenu de cette situation, le GNL est vu par plusieurs comme étant la source d'approvisionnement de gaz naturel qui jouera le rôle le plus significatif dans l'augmentation de l'offre en Amérique du Nord, à moyen terme.

Les réserves gazières à l'échelle mondiale sont pléthoriques : 6 348 Tcf. La majorité de ces réserves se trouve en Europe (principalement en Russie et en Scandinavie), au Moyen-Orient, en Afrique du Nord et de l'Ouest et en Asie.[2]

L'Amérique du Nord ne possède que 4 % des réserves mondiales de gaz naturel alors qu'elle s'accapare 28 % de la consommation en gaz de la planète. Le marché nord américain du gaz naturel est donc appelé à s'imbriquer au commerce mondial du GNL, lequel a cours depuis plusieurs décennies. Ces quelques données illustrent l'activité actuelle et projetée du marché du GNL en Amérique du Nord :

- En 2006, les importations de GNL aux États-Unis via les cinq terminaux méthaniers totalisaient 554 Bcf.[3]

- La capacité de re-gazéification américaine est actuellement de 4,75 Bcf/jour. Elle devrait totaliser 14,5 Bcf/jour en 2008 et 17 Bcf/jour en 2010.[4]

- On compte actuellement une soixantaine de projets de nouveaux terminaux méthaniers en Amérique du Nord. Six sont actuellement en construction dont quatre dans le golfe du Mexique, un au Mexique et un au Nouveau Brunswick.[5]

- Au Canada, cinq projets sont actuellement examinés.[5]

- La capacité de liquéfaction à l'échelle internationale est d'environ 25 Bcf/jour. Les projets actuellement en construction viendront ajouter 13 Bcf/jour de nouvelle capacité de liquéfaction d'ici 2010.[8]

Cela dit, l'Amérique du Nord n'est pas le seul marché à solliciter les nouvelles capacités de GNL qui seront mises en marché. L'augmentation des besoins en gaz naturel de l'Europe et de l'Asie est considérable. Même si tout se met en place pour favoriser l'augmentation de l'apport en GNL, il est clair que l'Amérique du Nord est en concurrence avec les autres continents pour accéder à cette ressource de plus en plus prisée à travers le monde.

Quelques mots sur le gaz de la vallée du Mackenzie et l'Alaska

Dans une perspective plus lointaine, la mise en valeur des réserves gazières du Nord pourrait donner l'accès à de nouveaux bassins d'approvisionnement.

Le projet de la Vallée du Mackenzie vise à construire un gazoduc à partir d'Inuvik dans les Territoires du Nord-Ouest et à le raccorder au réseau pipelinier du nord de l'Alberta. Ultimement, ce projet augmenterait l'offre de gaz de 1 à 1,8 Bcf/jour. Il faut dire que les chances de réalisation de ce projet ont grandement diminué en mars dernier lorsque son principal promoteur, Impérial Oil, annonçait que les estimés de coûts passaient de 9 à 16,2 G$. La mise en service de ce pipeline, maintenant prévue pour 2014, est beaucoup plus incertaine.[6]

Quant au gazoduc de l'Alaska, le gouvernement américain prévoit qu'il ne sera pas construit avant 2018.[7] Le projet de l'Alaska, s'il est construit, ajouterait 6 Bcf/jour de nouvelle production.

Le développement et la mise en valeur des ressources du Nord dépendent notamment des délais de construction, des coûts des infrastructures de transport et des coûts associés à l'environnement.

7.2. Prix du gaz naturel

L'équilibre serré entre l'offre et la demande devrait se poursuivre au-delà de la période visée par le présent plan d'approvisionnement. Dans ce contexte, les prix continueront de jouer un rôle fondamental dans l'équilibre du marché.

Nul ne peut prévoir avec certitude le prix de l'énergie puisqu'elle est transigée comme une commodité. Évidemment, Gaz Métro n'a aucun contrôle sur le prix de la molécule en Amérique du Nord. Par contre, Gaz Métro prend les dispositions nécessaires pour gérer avec soin les risques inhérents à ses approvisionnements gaziers. Au nombre de ces dispositions notons :

une stratégie qui vise à privilégier une approche de portefeuille en matière d'approvisionnement gazier. Gaz Métro vise ainsi à la diversification géographique de

- ses sources d'approvisionnement, à un étalement dans le temps et à une multiplicité de fournisseurs;
- une stratégie d'achats de produits dérivés qui, dans un marché haussier et volatil, vise à protéger les clients contre les flambées de prix et à profiter des occasions ponctuelles pour faire en sorte que le gaz soit concurrentiel dans ses principaux marchés; et
- l'implication de Gaz Métro dans le développement d'un terminal méthanier qui permettra au Québec de bénéficier d'alternatives en matière d'achat de gaz naturel.

7.3. Transport et entreposage

Actuellement, le Québec tire la totalité de son approvisionnement de l'Ouest canadien. Le gaz est acheminé par TCPL. 95 % des contrats de transport sont renouvelables annuellement; le restant étant renouvelable d'ici 2009. On peut donc dire que la plupart des contrats de transport de Gaz Métro sont à court terme, ce qui offre un maximum de flexibilité dans la gestion de ses approvisionnements.

Gaz Métro est active au sein des groupes de travail formés par TransCanada pour défendre les intérêts des consommateurs gaziers du Québec en ce qui a trait au transport du gaz naturel. Par exemple, Gaz Métro participe à un forum organisé par TCPL sur l'interchangeabilité du GNL. Ce forum réunit des intervenants provenant des distributeurs de gaz, des consommateurs et des fabricants d'appareils. Par ailleurs, Gaz Métro est intervenu aux audiences de l'Office national de l'énergie sur une demande tarifaire de TCPL concernant le transport du gaz provenant de terminaux méthaniers dans l'Est du Canada.

7.4. En résumé

Dans l'ensemble, Gaz Métro s'attend à une baisse de la production des champs de gaz classique en Amérique du Nord. Le développement des réserves non classiques, tel que le méthane de houille, ne pourra compenser en totalité le déclin de la production de gaz classique. Le GNL est donc vu comme une source importante d'approvisionnement supplémentaire sur le continent dans les années à venir. Le GNL est nécessaire pour rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande de gaz naturel. Mais l'Amérique du Nord sera en concurrence avec les autres régions du monde pour attirer les méthaniers. Quant à

l'accès du gaz du Grand Nord, son avenir semble de plus en plus incertain en raison de la forte augmentation des coûts associés à son développement.

7.5. Références

Vous trouverez ci-dessous la liste des sources dont il est fait référence tout au long de la section 7.

(1) Ziff Energy Group, Gas Production Outlook to 2014

(2) BP Statistical Review of World Energy, June 2006

(3) The U.S. Waterborne LNG Report, March 2007

(4) The Gerdes Group, Energy Insight, January 2006 et LNG Daily's Terminal Tracker, 2006-2007

(5) Federal Energy Regulatory Commission, February 2007

(6) Gas Daily, March 13, 2007

(7) Energy information Administration, Annual Energy Outlook 2007

(8) LNG Daily's Terminal Tracker, 2006-2007

8. IMPACT DE LA VENUE DES TERMINAUX MÉTHANIERS

La présente section a pour but de répondre à un sujet pour examen de la Régie, demandé dans le cadre de sa décision D-2006-140 (p.50, point 9), soit :

> *"Traiter, lors de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement gazier 2008-2010, des répercussions de l'implantation possible d'un ou de plusieurs ports méthaniers au Québec sur les stratégies optimales d'approvisionnement."*

8.1. Mise en contexte

Gaz Métro réfléchit depuis quelques années déjà sur les impacts qu'aura le développement d'une nouvelle source d'approvisionnement sur la gestion de l'approvisionnement de la clientèle. Gaz Métro ne connaît pas encore à ce jour l'ampleur, ni la source, ni la structure contractuelle qui serait mise en place suite au développement de cette nouvelle source d'approvisionnement.

Les dates de mise en service des projets de terminaux méthaniers Rabaska et Énergie Cacouna sont officiellement prévues pour fin 2010. Or, selon l'information que Gaz Métro possède au moment d'écrire ces lignes, les promoteurs de ces projets n'ont pas encore signé de contrat avec des fournisseurs de GNL. Cela laisse croire, qu'à moins d'ententes qui seraient signées très rapidement, la date d'arrivée du GNL en sol québécois sera retardée par rapport à l'objectif de 2010, donc à l'extérieur de l'horizon du présent plan d'approvisionnement.

Dans ce contexte, les questions aujourd'hui sans réponse sont multiples. Y aura-t-il un ou deux terminaux de GNL au Québec? Quel sera l'impact sur le marché du Nord-Est du projet de terminal de Irving Oil /Repsol YPF dans les Maritimes? Quel traitement sera fait au gaz pour assurer sa compatibilité avec notre gaz traditionnel? Quel sera le profil de livraison des terminaux méthaniers? Qui seront les clients des terminaux méthaniers? Quels seront les flots physiques et contractuels de gaz sur le réseau gazier? Quelle sera la composition du gaz naturel liquéfié qui sera acheminé aux différents terminaux et distribué aux utilisateurs finaux?

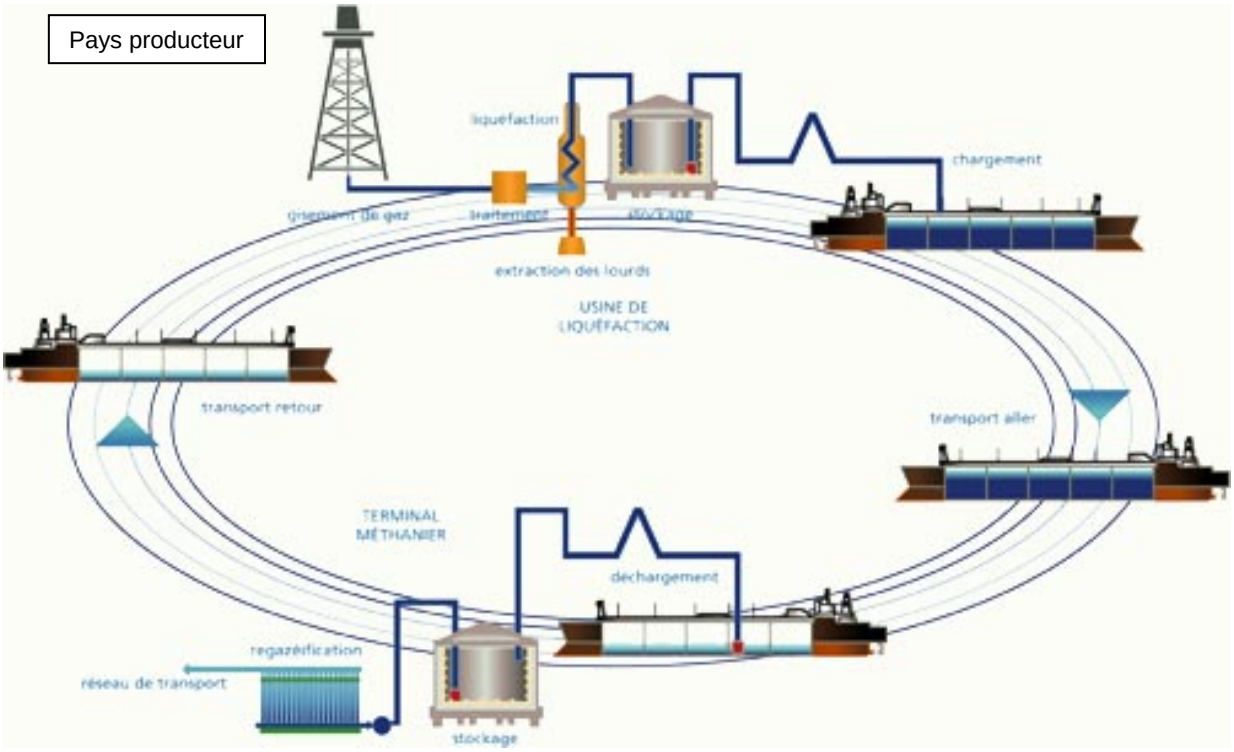
Afin de répondre à la demande de la Régie et présenter une analyse préliminaire, Gaz Métro a formulé certaines hypothèses de travail qui lui apparaissent réalistes. À mesure que les conditions propres au nouveau paysage gazier seront connues, Gaz Métro sera à même de préciser ses analyses.

8.2. La chaîne du GNL

Afin de mieux saisir la réalité du GNL, ses bénéfices et ses contraintes, la présente section présente les principaux aspects de la chaîne de production, de transport et de regazéification du GNL.

La chaîne d'un approvisionnement de GNL débute dans le pays producteur par des activités d'exploration et de production de gaz naturel. Le gaz naturel est par la suite acheminé par canalisation vers une usine de liquéfaction pour être transformé en gaz naturel liquéfié. Le GNL est par la suite chargé sur des navires de transport spécialisés, des méthaniers, et acheminé vers des terminaux où le gaz est stocké avant d'être regazéifié. Une fois regazéifié, le gaz est acheminé vers le réseau de transport pour fins de distribution aux utilisateurs finaux.

Le schéma ci-dessous représente les différents éléments de la chaîne de production et de transport.



Source : Rabaska

Le distributeur se trouve donc au bout de cette chaîne d'approvisionnement. Dans le modèle d'affaires qui semble avoir été retenu par les différents projets de terminaux méthaniers, c'est le ou les fournisseur(s) qui contractera(ront) la capacité de stockage et de regazéification des terminaux. Les distributeurs et autres acheteurs potentiels vont donc acheter du gaz sous forme gazeuse, et non sous forme liquide, à la sortie du terminal ou à un autre point de livraison convenu sur le réseau de transport gazier canadien.

8.3. Approvisionnement uniforme

Bien qu'aucune entente d'achat de gaz n'ait été conclue à ce jour entre Gaz Métro et les fournisseurs potentiels, Gaz Métro prévoit qu'un approvisionnement en GNL sera un approvisionnement stable et régulier qui s'apparentera plus à un outil de transport et non à un approvisionnement de pointe en période d'hiver. En effet, la chaîne du GNL implique des coûts d'infrastructure importants. Les champs de production de gaz dans les pays fournisseurs seront en production 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7. Le fournisseur de GNL aura donc intérêt à optimiser l'utilisation des différents maillons de la chaîne.

Gaz Métro s'attend donc à ce que les livraisons de gaz au point de livraison convenu, soit à la sortie du terminal ou à un autre point, seront essentiellement les mêmes tout au long de l'année. Ce modèle pourrait changer, mais, pour l'instant, Gaz Métro n'a pas d'information de la part des fournisseurs éventuels. Ce profil de livraison s'apparente donc au profil de livraison actuel des contrats de transport FTLH que détient aujourd'hui Gaz Métro auprès de TCPL.

Tel que mentionné à la section 4, le développement d'alternatives complémentaires au gaz de l'Ouest canadien acheminé par TCPL demeure un objectif prioritaire de Gaz Métro. Ainsi, Gaz Métro souhaite pouvoir s'approvisionner, pour une partie de son portefeuille, auprès de cette nouvelle source d'approvisionnement. Gaz Métro présume également que certains de ses clients choisiront aussi de se procurer leur gaz auprès de cette nouvelle source. Pour le distributeur, ceci se traduira essentiellement par une substitution de point de réception. Au lieu de recevoir du gaz de la part de ses fournisseurs et de ses clients en achat direct à la frontière de l'Alberta, Gaz Métro recevra une partie de ce gaz directement dans son territoire, soit dans son réseau, ou soit à la sortie du terminal, dans le réseau du transporteur.

La capacité de vaporisation prévue de chacun des projets de terminaux méthaniers actuellement en développement est d'environ 500 000 MMBTU par jour (527 528 GJ/jour). Cette quantité est supérieure à la demande minimale de la clientèle de Gaz Métro en été et inférieure à la demande de pointe d'hiver. L'approvisionnement à partir de l'un des

terminaux ne pourrait donc constituer le seul outil d'approvisionnement du distributeur; il ne serait d'ailleurs pas prudent qu'il en soit ainsi. Le GNL ne constituera donc, pour Gaz Métro et sa clientèle, qu'un des outils composant son portefeuille d'approvisionnement. L'impact de l'écart entre la demande quotidienne et le débit contractuel du gaz est plus amplement traité à la section 8.5 "Équilibrage de la demande". Il est également probable que les distributeurs ontariens, ainsi que leurs clients, soient aussi intéressés par une diversification de leur portefeuille d'approvisionnement et achètent du gaz naturel provenant du ou des terminaux québécois.

8.4. Flot physique vs flot contractuel

Il est important de faire ici une distinction entre le flot physique du gaz et sa réalité contractuelle (ou flot contractuel). À ce sujet, il faut comprendre que, même si Gaz Métro et sa clientèle décidaient de continuer à s'approvisionner en totalité dans l'Ouest canadien malgré la présence de terminaux méthaniers au Québec (flot contractuel de GNL nul), le gaz qui serait effectivement reçu par Gaz Métro aux différents points d'interconnexion entre son réseau et le réseau de transport de TCPL/TQM proviendrait vraisemblablement, en tout ou en partie, de l'un des projets de terminaux méthaniers (flot physique de GNL observé). Les volumes impliqués, autant sous le flot contractuel que le flot physique, sont inconnus mais cette situation est bien réelle. Dans le même ordre d'idée, un distributeur ou un utilisateur ultime (autre que Gaz Métro) qui contracterait pour un approvisionnement provenant d'un terminal de réception de GNL situé au Québec pourrait ne jamais recevoir « physiquement » de gaz ayant été regazéifié par le terminal.

La distinction entre les flots physiques et contractuels est importante car certains des impacts potentiels de l'arrivée d'une nouvelle source d'approvisionnement seront fonction du flot physique du gaz sur le réseau de transport et non du flot contractuel.

Le flot physique du gaz circulant sur le réseau de transport sera géré par le(s) transporteur(s) et non par les distributeurs et ou utilisateurs ultimes. Ces derniers ne peuvent que gérer le flot contractuel du gaz sur le réseau de transport.

8.5. Équilibrage de la demande

Gaz Métro prévoit que les livraisons de gaz en provenance des projets de terminaux méthaniers seront reçues selon une base relativement uniforme. Le profil de la demande, quant à lui, ne sera pas modifié par l'introduction d'une nouvelle source d'approvisionnement. Ainsi, Gaz Métro devra continuer de moduler les livraisons de gaz sur son territoire afin d'apparier les livraisons quotidiennes avec la demande quotidienne.

8.5.1. Situation actuelle

Présentement, Gaz Métro utilise une combinaison d'outils pour moduler les livraisons à son territoire. Gaz Métro a contracté des capacités d'emmagasinage auprès d'Intragaz pour les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien. Gaz Métro détient également de la capacité d'entreposage auprès de Union Gas dans la région de Dawn, en Ontario. Gaz Métro a aujourd'hui la capacité de détourner une portion de ses contrats de transport FTLH vers le site d'entreposage de Dawn en été pour réduire les livraisons à son territoire. En hiver, Gaz Métro retire du gaz des sites d'entreposage pour augmenter les livraisons à son territoire.

Dans le but de simplifier la réflexion, l'hypothèse que Gaz Métro possède actuellement 500 TJ/jour de contrats de transport depuis Empress et 375 TJ/jour depuis Dawn est utilisée. De plus, les hypothèses d'une demande d'été de 320 TJ/ jour et une demande hivernale de 875 TJ/jour sont posées. Toujours dans le but de simplifier l'exemple, les livraisons en franchise qui sont présentement effectuées par certains clients ainsi que les outils d'équilibrage situés au Québec qui permettent de répondre à une portion de la demande hivernale ne sont pas considérés.

En été, lors de la période de consommation minimale, le gaz naturel transporté depuis Empress est acheminé de la façon suivante.

- Sur les 500 TJ/jour transportés depuis Empress, 320 TJ/jour sont consommés en franchise
- 180 TJ/jour sont dirigés vers le site d'entreposage de Dawn

Le schéma 1 ci-dessous représente le fonctionnement de la structure existante d'approvisionnement en été pour répondre à la demande de 320 TJ/jour.

Schéma 1

En hiver, afin de répondre à une demande de 875 TJ/jour, la structure d'approvisionnement est la suivante :

- 500 TJ/jour sont acheminés au territoire du distributeur depuis Empress
- 375 TJ/jour proviennent de Dawn

Schéma 2

8.5.2. Situation suite à l'arrivée d'un approvisionnement depuis l'est

Pour illustrer l'arrivée d'un approvisionnement depuis l'est, les hypothèses suivantes sont utilisées :

- Gaz Métro contracterait 100 TJ/jour de GNL;
- Gaz Métro se départirait d'une capacité de 100 TJ/jour des 500 TJ/jour de transport FTLH qu'elle détient;
- Gaz métro conserverait son transport depuis Dawn.

L'impact sur la structure d'approvisionnement existante de Gaz Métro sera fonction de l'ampleur des livraisons qui seront effectuées directement au territoire du distributeur. Deux situations peuvent être envisagées :

1. les livraisons en franchise sont inférieures à la demande minimale de la clientèle en été; ou
2. les livraisons en franchise sont supérieures à la demande minimale de la clientèle en été.

Exemple 1 – livraisons inférieures à la demande minimale d'été

Si les livraisons en franchise sont inférieures à la demande minimale de sa clientèle en été, Gaz Métro pourrait alors détourner ses autres outils de transport vers le site d'entreposage de Dawn, comme elle le fait aujourd'hui.

Pour illustrer cet exemple, l'hypothèse que les clients en achat direct continuent de livrer leur gaz au distributeur à la frontière de l'Alberta est utilisée.

Le profil de la consommation demeurant inchangé, la consommation minimale en été dans le territoire du distributeur serait toujours de 320 TJ/jour.

- 100 TJ/jour de GNL seraient consommés en franchise
- Sur les 400 TJ/jour transportés depuis Empress, 220 seraient dirigés vers la franchise pour combler la demande de 320 TJ/jour et 180 seraient dirigés vers le site d'entreposage de Dawn

Schéma 3

En hiver, la demande totale demeurant inchangée à 875 TJ/jour, elle serait approvisionnée comme suit :

- 100 TJ/jour proviendraient du GNL
- 400 TJ/jour seraient acheminés en franchise depuis Empress
- 375 TJ/jour proviendraient de Dawn

Schéma 4

Exemple 2 – livraisons supérieures à la demande minimale d'été

Si Gaz Métro recevait des livraisons quotidiennes sur son territoire qui excèdent la demande totale, elle devrait alors contracter de la capacité de transport pour diriger le gaz excédentaire de son territoire vers son site d'entreposage à Dawn.

Les répercussions sur les approvisionnements de Gaz Métro sont plus importantes à partir du moment où les clients en achat direct commencent à s'approvisionner en GNL. En effet, les clients en achat direct qui achèteront du GNL devront livrer le gaz en franchise. En conséquence, Gaz Métro devra se départir de ses contrats FTLH pour des volumes équivalents. En été, si les réceptions en franchise sont supérieures à la consommation en franchise, les excédents de livraisons devront alors être dirigés vers l'entreposage.

Il est à noter que cette situation pourrait se produire indépendamment de l'utilisation des terminaux méthaniers. En effet, si un grand nombre de clients choisissaient de gérer eux même leur transport et ainsi livrer leur gaz directement en franchise, Gaz Métro serait dans la même situation d'excédent de gaz à rediriger vers Dawn.

Prenons l'exemple suivant :

Une partie des clients en achat direct effectueront leur livraison en franchise, pour un total de 250 TJ/jour. On obtient donc la structure suivante d'approvisionnement :

- Achat de GNL : 350 TJ/jour
    - Gaz Métro : 100 TJ/jour pour la clientèle en gaz de réseau
    - Clients en achat direct : 250 TJ/jour
- Contrats FTLH : 150 TJ/jour (400 TJ/jour – 250 TJ/jour décontractés)
- Contrats FTSH : 375 TJ/jour

Il s'agit d'un exemple dans lequel la quasi-totalité des clients en achat direct choisissent de livrer directement en franchise.

Les mouvements de gaz en été seraient les suivants :

- Sur les 350 TJ/jour provenant du GNL et arrivant en franchise, 320 serviraient à répondre à la demande et 30 seraient redirigés vers le site d'entreposage à Dawn

- 150 TJ/jour transportés depuis Empress seraient dirigés vers le site d'entreposage à Dawn

Schéma 5

La demande hivernale de 875 TJ/jour serait approvisionnée comme suit :

- 350 TJ/jour proviendraient du GNL (Gaz Métro et clients en achat direct)
- 150 TJ/jour seraient acheminés en franchise depuis Empress
- 375 TJ/jour proviendraient de Dawn

Schéma 6

Les deux exemples présentés ci-dessus démontrent que les impacts sur la structure d'approvisionnement de Gaz Métro dépendront des services disponibles sur le réseau de transport et principalement des choix qui auront été posés par les clients de Gaz Métro quant à leur propre structure d'approvisionnement.

8.6. Migration d'une source d'approvisionnement à l'autre

Gaz Métro bénéficie présentement d'une certaine flexibilité au niveau de son portefeuille d'outils de transport. La majeure partie des contrats de transport FTLH détenus par Gaz Métro font déjà l'objet d'un droit de renouvellement annuel (95 % au dossier tarifaire 2008) et, lors de la mise en service des terminaux méthaniers, la totalité de ces contrats seront sujets à un renouvellement annuel. Gaz Métro aura donc toute la marge de manœuvre requise pour modifier son portefeuille d'outils de transport pour être en mesure d'accepter des livraisons de gaz directement dans son territoire.

8.7. Interchangeabilité du gaz

L'un des aspects importants sur lequel l'industrie gazière et Gaz Métro se penchent actuellement est l'interchangeabilité du gaz qui proviendra de nouvelles sources d'approvisionnement avec le gaz qui approvisionne traditionnellement le Canada et le Québec. La composition du gaz naturel ainsi que sa valeur calorifique peut varier selon la

source de production. Le gaz provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, qui a historiquement approvisionné le Québec, a une valeur calorifique relativement stable. Or, le gaz naturel liquéfié a, en général, un pouvoir calorifique supérieur à celui du gaz provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, résultant de la variation de sa composition.

Il est à noter que, même sans l'introduction du GNL au Québec, la situation pourrait être appelée à changer. En effet, l'interchangeabilité du gaz est une question d'actualité dans l'industrie gazière nord-américaine. La multitude de projets de terminaux de vaporisation proposés et approuvés ou en construction, ainsi que le développement de nouveaux bassins de production et de nouvelles sources d'approvisionnement, tel le gaz naturel produit à partir des réservoirs de charbon, indiquent que les caractéristiques du gaz qui sera transporté et consommé dans le futur pourraient être différentes des caractéristiques du gaz "traditionnel".

Il importe de préciser que c'est le transporteur et non le distributeur qui fixe les critères qui devront être respectés pour que le gaz soit transporté. Le distributeur ne peut exiger des critères plus contraignants que son transporteur. Les interventions du distributeur sur ce sujet ne peuvent donc être unilatérales et doivent être faites de concert avec les autres intervenants de l'industrie. De manière plus concrète, se sont les tarifs des gazoducs de TCPL, TQM, PNGTS, Iroquois, etc. qui déterminent les spécifications.

L'industrie gazière nord-américaine a mis sur pied un groupe de travail pour se pencher sur cette question, le NGC + Interchangeability Work Group. Ce groupe de travail a produit un livre blanc sur la question de l'interchangeabilité le 28 février 2005. Ce groupe de travail a défini l'interchangeabilité comme suit :

> *« La capacité de substituer un combustible sous forme gazeuse par un autre dans une application de combustion sans matériellement modifier la sécurité opérationnelle, l'efficacité, la performance ou une augmentation matérielle des émissions de polluants dans l'air. » (Notre traduction)*

Suite à la publication du livre blanc, TCPL a à son tour initié une consultation auprès des divers intervenants de l'industrie gazière canadienne afin de discuter des critères qui devraient être exigés à l'avenir pour le gaz qui transitera sur le système de TCPL. Les

discussions se poursuivent maintenant au sein d'un groupe de travail spécifique de TCPL. Il est à noter que ce travail ne cible pas uniquement l'introduction du GNL mais la nécessité d'adapter les critères d'interchangeabilité inclus aux tarifs compte tenu de la nouvelle réalité des sources multiples d'approvisionnement.

Parallèlement à la démarche de TCPL, Gaz Métro a, pour ses propres besoins, retenu les services d'un consultant afin de l'aider à se positionner sur les critères qui pourraient lui être acceptables. Gaz Métro a notamment effectué des tests sur un échantillon du parc d'équipements que l'on retrouve chez sa clientèle afin de mieux comprendre les impacts qu'aurait l'introduction d'un gaz ayant des caractéristiques différentes.

C'est sur la base de ces tests et des recommandations de son consultant que Gaz Métro a fait des propositions à TCPL sur les critères qui devraient être retenus pour le réseau de transport.

Gaz Métro étudie également les modifications aux pratiques d'entretien d'appareils qui pourraient être requises en fonction de la composition du gaz dans le futur.

Dès que les analyses seront complétées et, le cas échéant, que le plan de travail pour la mise en place des nouvelles pratiques sera défini, Gaz Métro se propose d'en faire part à la Régie.

8.8. Conclusion

Le déclin des bassins de production en Amérique du Nord pousse Gaz Métro à se tourner vers d'autres sources d'approvisionnement. Ces nouvelles sources d'approvisionnement amèneront des changements mais l'industrie s'y prépare déjà.

Bien que l'introduction d'une nouvelle source d'approvisionnement amène des questions pour lesquelles Gaz Métro n'a pas encore toutes les réponses, elle est confiante que cette introduction peut être effectuée de façon harmonieuse pour elle et sa clientèle.

Gaz Métro entend continuer à travailler de concert avec les différents intervenants de l'industrie gazière canadienne afin d'assurer un approvisionnement fiable, sécuritaire et au moindre coût pour sa clientèle.

Tel que mentionné à la section 4 "Contexte et stratégie d'approvisionnement – plan 2008-2010", dès que Gaz Métro aura à franchir des étapes importantes du processus de modifications de ses sources d'approvisionnement, la Régie sera saisie d'une demande spécifique pour entériner les orientations.