

PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
HORIZON 2012-2014

T A B L E D E S M A T I È R E S

SOMMAIRE	5
LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE	7
INTRODUCTION	10
1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER	12
1.1. Offre et demande du gaz naturel	12
1.2. Prix du gaz naturel.....	19
1.3. Références.....	21
2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE	22
2.1. Hypothèses économiques	22
2.2. Hypothèses énergétiques	23
3. SITUATION CONCURRENTIELLE	26
4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2011)	31
4.1. Livraisons 2010-2011 pour le marché des grandes entreprises	31
4.2. Livraisons 2010-2011 pour le marché des petit et moyen débits.....	34
5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2012-2014	36
5.1. Scénario de base 2012-2014.....	36
5.1.1. Livraisons 2012-2014 pour le marché des grandes entreprises	36
5.1.2. Livraisons 2012-2014 pour le marché des petit et moyen débits	39
5.1.3. Livraisons globales (scénario de base)	43
5.2. Scénario favorable.....	44
5.3. Scénario défavorable.....	46
5.4. Comparaison des plans d'approvisionnement 2012-2014 et 2011-2013.....	49

6. ANALYSE DE LA PROBABILITE DE RÉALISATION DES SCENARIOS AU SERVICE CONTINU	50
6.1. Méthodologie du calcul des probabilités	50
6.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2012 à 2014	53
6.3. Aperçu sur trois ans.....	55
7. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2012-2014	56
7.1. Transport.....	57
7.2. Fourniture de gaz naturel.....	60
7.3. Autres sources d'approvisionnement.....	60
7.4. Équilibrage	61
7.5. Conclusion.....	62
8. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS	63
8.1. Fourniture de gaz naturel.....	63
8.1.1. Clients en service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro	63
8.1.2. Clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété	65
8.2. Transport.....	65
8.2.1. Coûts de transport	68
8.3. Équilibrage	68
8.3.1. Coûts d'entreposage.....	69
9. PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS	69
9.1. Planification pour l'année 2011-2012.....	69
9.1.1. Demande et sources d'approvisionnement gazier	69
9.1.2. Journée de pointe	71
9.1.3. Évaluation du volume pour une journée à 39 DJ	74
9.1.4. Débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême	75
9.1.5. Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2012.....	77
9.1.6. Stratégie de renouvellement des transports FTLH et FTSH et analyse de rentabilité	79
9.1.7. Renouvellement des transports M12 et C1	84
9.1.8. Coefficient d'utilisation FTLH.....	87

9.2. Plan d'approvisionnement 2012-2014 – scénarios de base, favorable et défavorable.....	88
9.2.1. Fourniture de gaz naturel	88
9.2.2. Transport	88
9.2.3. Équilibrage.....	88
9.3. Impact de la température.....	88
9.4. Scénario favorable.....	89
9.5. Scénario défavorable.....	89
9.6. Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement	89

1 **SOMMAIRE**

2 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Gaz Métro, la demande de la
3 clientèle pour les années 2012 à 2014 se présente comme suit :

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base) (10 ⁶ m ³)		
	2012	2013	2014
Grandes entreprises	2 663,5	2 558,0	2 578,9
Petit et moyen débits	2 642,9	2 636,6	2 609,8
TOTAL	5 306,4	5 194,6	5 188,7

4

5 Malgré le contexte de marché marqué par une position concurrentielle du gaz naturel favorable
6 face aux autres sources d'énergie, le plan d'approvisionnement 2012-2014 résulte en une
7 baisse des livraisons. Entre 2011 (révision budgétaire 5/7) et 2012, première année du plan
8 d'approvisionnement, une diminution de 1,3 % de la demande en gaz naturel est prévue; une
9 réduction de 2,2 % est ensuite constatée sur l'horizon du plan, entre 2012 et 2014. Cette baisse
10 est liée entre autre à la fermeture définitive de la raffinerie Shell de Montréal et à une baisse de
11 volumes provenant du secteur de la métallurgie. De plus, les mesures d'économie d'énergie
12 mises en place par les clients continuent d'influencer les prévisions à la baisse. Il est également
13 à noter le non-renouvellement du contrat d'un client producteur d'électricité à la deuxième
14 année du plan d'approvisionnement qui vient affecter les volumes de façon importante.

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

20 Gaz Métro devra, pour la durée du plan, contracter les outils d'approvisionnement nécessaires
21 afin de rencontrer la demande en journée de pointe des clients en service continu, la demande
22 annuelle des clients en service continu et, dans la mesure du possible, celle des clients en
23 service interruptible. Les approvisionnements doivent par ailleurs être suffisamment flexibles

1 pour faire face aux fluctuations de volumes résultant des aléas climatiques et des conditions
2 économiques. Le plan d'approvisionnement considère également les impacts de la venue du
3 nouveau marché de ventes de GNL.

4 Pour le plan 2012-2014, Gaz Métro détient contractuellement la capacité de transport requise
5 pour approvisionner la demande prévue de la clientèle sous les scénarios de base découlant
6 des hypothèses économiques et énergétiques retenues.

7 Pour l'année financière 2011-2012, la demande en journée de pointe est évaluée à
8 27 489 10³m³/jour et le débit quotidien pour répondre à une demande en hiver extrême est de
9 27 757 10³m³/jour. Les principales modifications à la structure d'approvisionnement sont les
10 suivantes :

- 11 • Non-renouvellement de capacité de transport FTLH auprès de TCPL de
12 1 866 10³m³/jour au 1^{er} novembre 2011;
- 13 • Transport par échange contracté pour la zone nord sur le marché secondaire, équivalent
14 à 26 10³m³/jour;
- 15 • Achat de fourniture de gaz naturel de 26 10³m³/jour directement dans le territoire de
16 Gaz Métro auprès d'un producteur en biogaz;
- 17 • Achat de transport FTSH de 26 10³m³/jour sur le marché secondaire considéré comme
18 l'outil de remplacement à la réduction de la capacité d'entreposage de l'usine LSR suite
19 à la réservation d'une partie aux ventes de GNL.

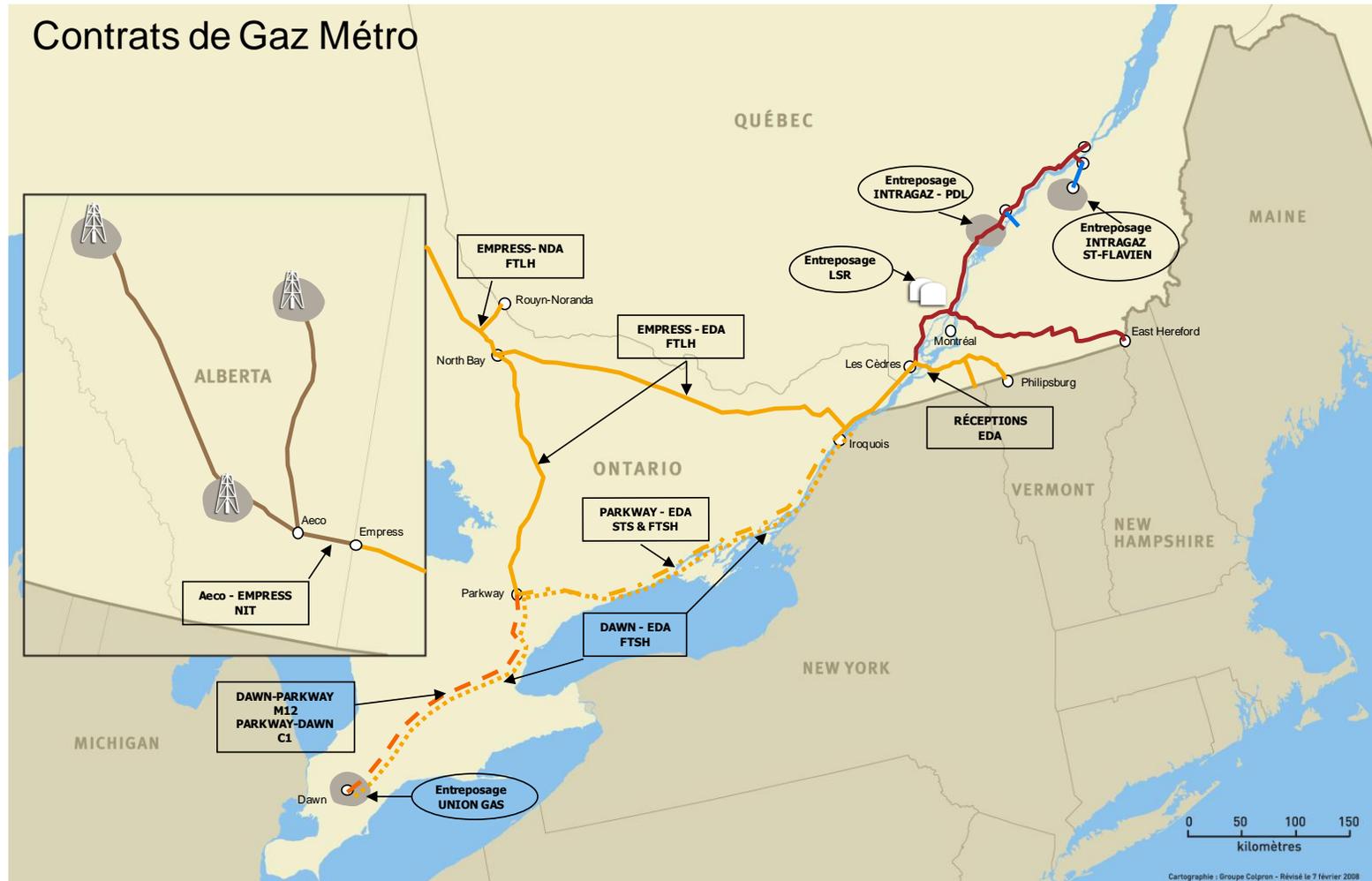
20 La demande projetée pour les années 2012-2013 et 2013-2014 étant similaire à celle de
21 l'année 2011-2012, la structure d'approvisionnement projetée demeure la même.

22

1 **LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE**

2	AECO	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de
3		production
4	Dawn	Point situé dans le sud de l'Ontario
5	Degrés-jours	Différence entre le seuil de 13°C et la température moyenne quotidienne;
6		les degrés-jours servent à déterminer les volumes de chauffage par
7		rapport à la température extérieure
8	Empress	Point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui constitue
9		le point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de TCPL (« Nova »)
10		et le réseau principal du transporteur
11	FTLH	Firm Transportation Long Haul; service de transport ferme de TCPL entre
12		Empress et GMi EDA, est également utilisé au sens large pour
13		caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et
14		GMi EDA
15	FTSH	Firm Transportation Short Haul; service de transport ferme de TCPL entre
16		Dawn et GMi EDA, est également utilisé au sens large pour caractériser
17		tout service de transport ferme contracté entre Dawn et GMi EDA
18	« Futures »-contrat à terme	
19		Prix d'achat ou vente offert par une tierce partie pour une commodité
20		(molécule, transport ou différentiel de lieu) en fonction d'une quantité
21		donnée, d'une période déterminée et d'un lieu de livraison
22	Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 ⁹ joules
23	GNL	Gaz Naturel Liquéfié
24	GMi EDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et
25		ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison EDA
26		(« Eastern Delivery Area ») de TCPL
27	GMi NDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et
28		celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA (« Northern
29		Delivery Area ») de TCPL
30	Iroquois	Point situé au sud de la frontière du Québec et de l'Ontario et qui
31		constitue le point d'interconnexion entre le réseau principal de TCPL et le
32		réseau de Iroquois Gas Transmission System
33	Joule	Unité de mesure de l'énergie – 1 m ³ équivaut à 37 890 000 joules
34	LSR	Liquéfaction Stockage Regazéification; abréviation utilisée pour désigner
35		l'usine de gaz naturel liquide de Gaz Métro
36	Nova	Nova Gas transmission Ltd, réseau intra-Alberta de TCPL
37	Parkway	Point situé dans le sud de l'Ontario, au nord-est de Dawn
38	PIB	Produit intérieur brut; somme des valeurs des biens et services issus de
39		la production à l'intérieur des frontières d'un pays

- | | | |
|---|-------------|---|
| 1 | STS | Storage Transportation Service; service de transport ferme entre Parkway |
| 2 | | et GMi EDA; ce service est disponible du 1 ^{er} novembre au 15 avril |
| 3 | | inclusivement de chaque saison hivernale |
| 4 | TCPL | TransCanada PipeLines Limited |
| 5 | TQM | Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. |



Légende

- | | | | |
|------|-----------|-------|-----|
| Nova | Union Gas | SCGM | VGS |
| TCPL | QTM | PNGTS | |

1 INTRODUCTION

2 Ce plan d'approvisionnement, couvrant les années 2012 à 2014, est préparé par Gaz Métro en
3 vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (« le
4 Règlement ») (Décret 925-2001 du 9 août 2001).

5 Il est à noter que cette pièce couvrira le plan annuel et le plan triennal, tant au niveau de la
6 prévision de la demande que des approvisionnements gaziers.

7 Pour le développement du plan d'approvisionnement, Gaz Métro exposera initialement la vision
8 long terme du contexte gazier. Elle expliquera le contexte économique et énergétique dans
9 lesquels elle prévoit évoluer au cours des trois prochaines années, ainsi que la situation
10 concurrentielle qui en découlera.

11 Avant de présenter les prévisions de la demande pour le plan triennal, Gaz Métro commentera
12 les écarts dans les prévisions de livraisons pour l'année en cours, soit la différence entre la
13 prévision établie lors de la Cause tarifaire 2011 et celle établie lors de l'exercice budgétaire
14 5/7 2011 (5 mois réels / 7 mois projetés) utilisée pour la présente Cause.

15 Considérant les différentes hypothèses et la prévision 5/7 pour l'année en cours, Gaz Métro
16 exposera par la suite la prévision de la demande, par type de clientèle, pour les années 2012 à
17 2014.

18 Pour établir les bases de son plan d'approvisionnement, Gaz Métro détaillera le contexte gazier
19 dans lequel elle évolue plus spécifiquement et, conséquemment, sa stratégie
20 d'approvisionnement sur l'horizon du plan. En fonction de ces constats, le plan
21 d'approvisionnement pour 2012-2014 sera présenté, considérant les diverses informations
22 prescrites au *Règlement*. Les données particulières à la planification de l'année financière 2012,
23 seront également détaillées. La projection de revenus d'optimisation pour les transactions
24 opérationnelles et financières sera présentée à la pièce Gaz Métro-4, Document 2.

25 Finalement, Gaz Métro intégrera dans le présent document les suivis suivants de l'annexe 2 à
26 la décision D-2010-144 de la Régie :

- 27 ➤ Évaluation du volume projeté pour une journée à 39 DJ et des conditions moyennes de
28 vent à cette température;
- 29 ➤ Ajustement aux capacités de transport C1 et M12.

1 Les autres sujets d'analyse identifiés en suivi par la Régie sont présentés distinctement, soit :

2 ➤ Présenter une description détaillée des méthodes d'établissement des coûts des clients
3 GNL - Pièce Gaz Métro-4, Document 3;

4 ➤ Présenter une justification complète quant aux quantités et aux modalités de
5 renouvellement des contrats d'entreposage - Pièce Gaz Métro-4, Document 17. Cette
6 pièce est déposée sous pli confidentiel. Toutefois, les contrats d'entreposage renouvelés
7 auprès de Union Gas sont déposés à la pièce Gaz Métro-4, Document 18;

8 ➤ Examiner la possibilité d'inclure au texte des *Conditions de service et Tarif* plus d'un
9 point de livraison pour les clients désirant fournir leur propre gaz naturel - Pièce
10 Gaz Métro-12, Document 2;

11 ➤ Examiner la question du nombre de jours d'interruption et les principes d'établissement
12 du tarif d'équilibrage pour la clientèle interruptible - Pièce Gaz Métro-12, Document 1.

13 Il est à noter que l'historique comparatif de la demande et de la journée de pointe entre les
14 prévisions et le réel observé est présenté à la pièce Gaz Métro-4, Document 15. Quant aux
15 revenus de distribution projetés sous un scénario favorable, l'information est présentée à la
16 pièce Gaz Métro-4, Document 16.

1 **1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER**

2 La présente section a pour but de présenter la vision à long terme de Gaz Métro en matière
3 d'approvisionnement gazier.

4 **1.1. Offre et demande du gaz naturel¹**

5 Bien qu'une quantité importante de gaz soit achetée à Dawn, Gaz Métro et sa clientèle
6 s'approvisionnent encore en majeure partie à partir des réserves du bassin sédimentaire de
7 l'Ouest canadien. Cependant, puisque le commerce du gaz naturel s'étend à l'échelle
8 continentale, il doit être analysé sur une base nord-américaine pour en saisir toute la
9 dynamique. Une attention particulière doit aussi être portée au développement rapide des
10 réserves de gaz de shale en territoire nord-américain. Qui plus est, certains champs, tel
11 celui de l'Utica, se situent sur le territoire desservi par Gaz Métro alors que d'autres, tel celui
12 de Marcellus dans le nord-est des États-Unis, sont relativement proches.

13 La plupart des bassins de production classique exploités au Canada et aux États-Unis sont
14 à maturité et affichent des signes importants d'essoufflement. Par contre, le gaz non
15 classique qui vient notamment des réserves provenant des gisements à faible perméabilité
16 et le gaz de shale offrent de bonnes perspectives de croissance. Déjà, sur une base
17 continentale, leur développement fait plus que compenser pour le déclin de production du
18 gaz classique. C'est la croissance en matière de gaz de shale qui suscite le plus d'intérêt
19 actuellement. En effet, l'exploitation de cette ressource de gaz non conventionnel
20 révolutionne le marché américain.

21 La production de gaz naturel des États-Unis qui était stagnante depuis une décennie, a
22 augmenté de 20 % entre janvier 2007 et décembre 2010⁽¹⁾. Les progrès dans la mise en
23 valeur du gaz de shale expliqueraient une grande partie de cette augmentation.
24 L'amélioration technologique en matière de forage horizontal et de fractionnement
25 hydraulique a permis de diminuer les coûts de production de ce type de ressources.

26 Selon le rapport annuel de l'Energy Information Administration (EIA) sur l'état des réserves,
27 les réserves prouvées de gaz de shale ont presque doublé en 2009 et comptent aujourd'hui
28 pour environ 21 % des réserves gazières totales des États-Unis⁽²⁾.

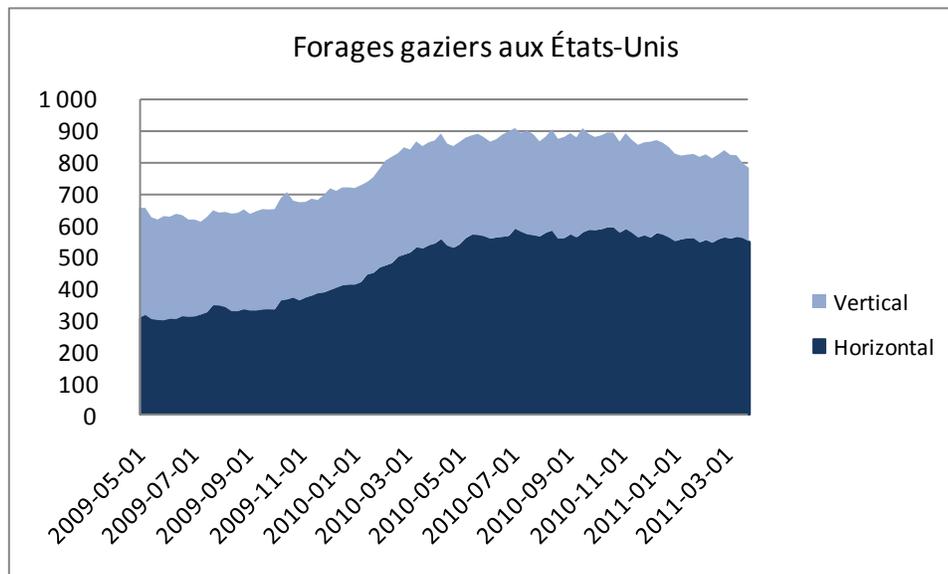
¹ Pour les références de cette section, voir la sous-section 1.3.

1 En 2010, la production de gaz de shale représente 25 % de la production globale de gaz
 2 naturel au États-Unis. Selon la firme PIRA, la portion du gaz de shale atteindra 32 % en
 3 2011⁽³⁾.

4 La production gazière demeure élevée malgré la faiblesse des prix du gaz naturel. Cela
 5 s'explique notamment par l'augmentation de la productivité et par la baisse des coûts de
 6 production. Elle s'explique aussi par le fait que les producteurs orientent leur activité vers le
 7 développement de réserves de gaz de shale riches en liquide, tels que le pentane, le
 8 butane, le propane et l'éthane, dont les prix de marché sont fortement corrélés au prix du
 9 pétrole. Les revenus provenant de la vente des liquides rendent encore plus lucrative
 10 l'exploitation de certains gisements de gaz de shale⁽⁴⁾.

11 Globalement, les forages gazières sont en baisses aux États-Unis et ce, depuis le mois
 12 d'août 2010⁽⁵⁾. Les producteurs se tournent de plus en plus vers l'exploitation du pétrole qui
 13 offre des prix fortement avantageux. Les forages gazières diminuent mais la production, elle,
 14 continue d'augmenter.

15 Graphique 1



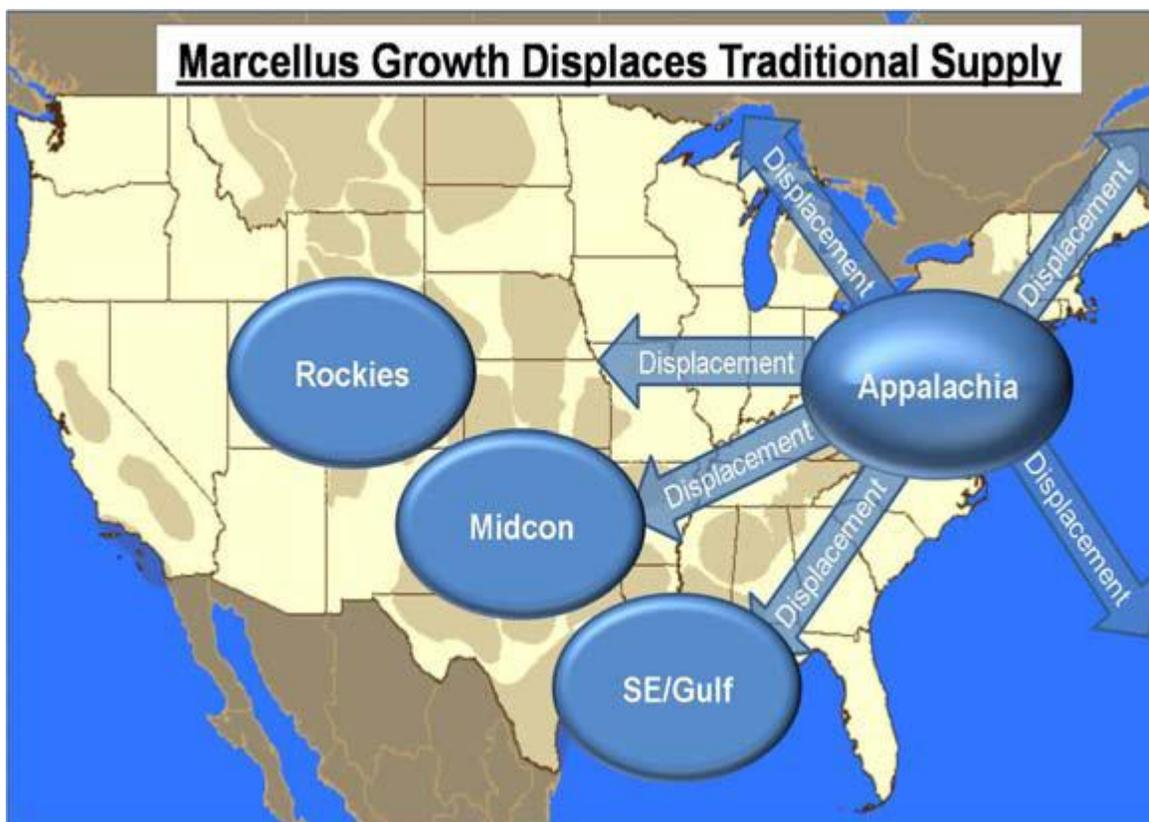
16 Source : PIRA

17
 18 Le secteur de Barnett au Texas était, jusqu'à récemment, l'exemple le plus spectaculaire
 19 des succès qu'a connus l'industrie du gaz naturel en matière de développement de gaz de
 20 shale. En février dernier, la production de Haynesville a dépassé celle de Barnett. Ces deux

1 secteurs produisent à eux seuls plus de 10 Bcf par jour sur une production totale de 60 Bcf
2 aux États-Unis⁽⁶⁾.

3 La production actuelle de Marcellus est, quant à elle, de 2 Bcf par jour. La firme PIRA
4 estime qu'elle augmentera à 4,6 Bcf par jour d'ici la fin de 2012⁽⁷⁾.

5 Le secteur de Marcellus, de par sa localisation, nous intéresse tout particulièrement.



6
7 *Source : Bentek*

8 Un total de 30 projets d'expansion de pipelines reliés directement ou indirectement à la
9 production de Marcellus a déjà été annoncé. Ces projets totalisent 12 Bcf/jour de nouvelle
10 capacité visant à transporter ce nouveau gaz au marché et aux différentes interconnexions
11 pipelinières⁽⁸⁾.

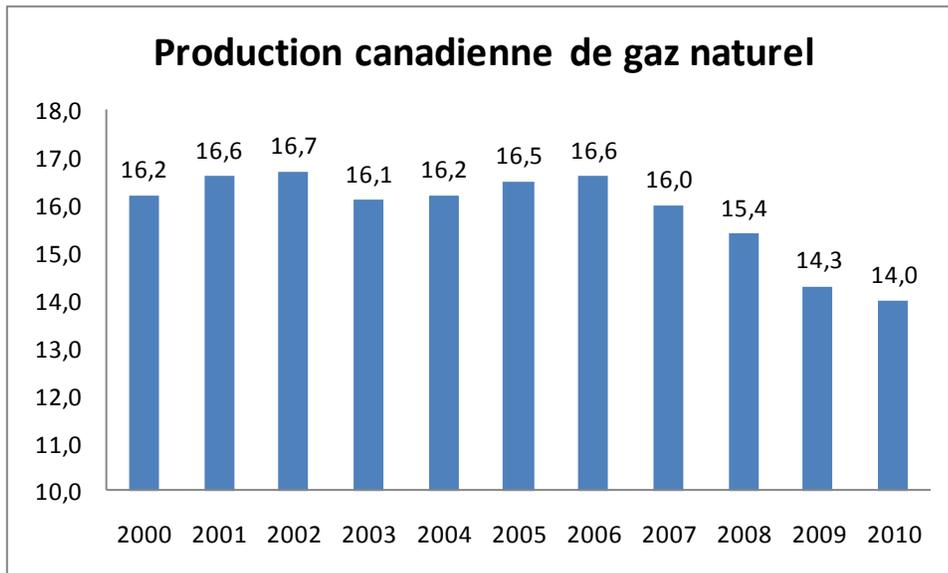
12 Bien que ces projets ne verront pas tous le jour, il est clair que l'industrie se prépare à de
13 très grands changements qui auront un effet sur la dynamique régionale de marché. Par
14 exemple, le gaz de shale de Marcellus déplacera des volumes de gaz qui parvenaient

1 auparavant du Canada. Il est probable aussi que l'Ontario et le Québec deviennent des
2 marchés potentiels pour le gaz de Marcellus.

3 La situation au Canada

4 Contrairement à nos voisins du sud, la production de gaz naturel est en baisse au
5 Canada⁽⁹⁾. Le développement du gaz de shale au Canada est à un stade moins avancé
6 qu'aux États-Unis. Comme les ressources classiques sont désormais relativement plus
7 coûteuses à développer, la baisse des prix du gaz a incité les producteurs qui opèrent en
8 sol canadien à diminuer leurs activités.

9 **Graphique 2**



10 Source : Statistique Canada

11
12 Cette baisse de la production a un effet direct sur l'augmentation des taux de TCPL puisqu'il
13 y a de moins en moins de gaz qui transite sur le pipeline. Les coûts totaux sont donc
14 répartis sur un plus petit volume. Rappelons que le taux entre Empress et le territoire de
15 Gaz Métro était de 1,64 \$/GJ en 2010. Au 1^{er} mars 2011, il a augmenté à 2,24 \$/GJ de
16 façon intérimaire. TCPL doit déposer sa demande tarifaire devant l'Office national de
17 l'énergie le 2 mai 2011 pour l'approbation de taux finaux pour l'année 2011.

1 **Le GNL**

2 Il est à noter qu'avec l'abondance du gaz de shale, le marché nord-américain du gaz naturel
3 agit de plus en plus en vase clos et est moins influencé par la dynamique gazière
4 internationale.

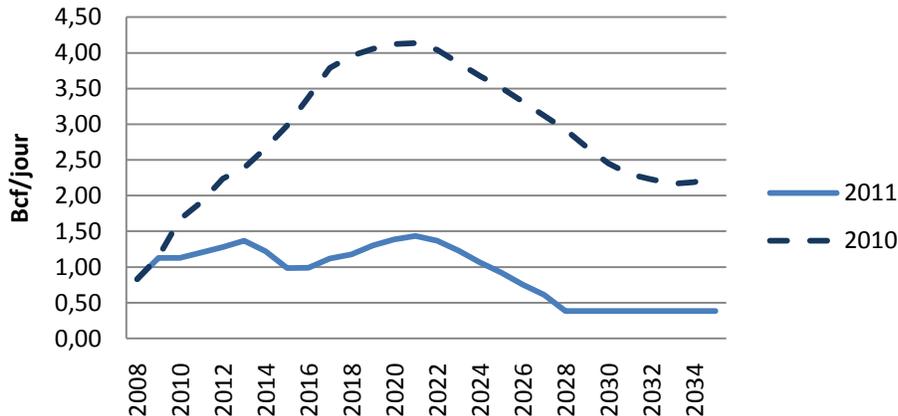
5 Ces quelques données illustrent l'activité actuelle du marché du GNL :

- 6 • La capacité de liquéfaction à l'échelle internationale est actuellement de 37 Bcf/jour
7 par rapport à 34 Bcf/jour en 2010. Les projets actuellement en construction viendront
8 ajouter près de 5 Bcf/jour de capacité supplémentaire de liquéfaction d'ici 2014⁽¹⁰⁾.
- 9 • La capacité mondiale de regazéification est quant à elle de 73 Bcf/jour (34 Bcf/jour
10 en Asie, 21 Bcf/jour en Amérique et 18 Bcf/jour en Europe et au Moyen-Orient). Une
11 capacité de 9 Bcf/jour est actuellement en construction⁽¹⁰⁾.
- 12 • La capacité de regazéification aux États-Unis est actuellement de 16,5 Bcf/jour. Elle
13 devrait totaliser 18 Bcf/jour d'ici la fin de 2011⁽¹⁰⁾.
- 14 • En 2010, les importations de GNL aux États-Unis via ses douze terminaux
15 méthaniers totalisaient 433 Bcf. Le facteur d'utilisation des terminaux américains
16 était de 7 % en 2010⁽¹¹⁾.
- 17 • Au Canada, le terminal méthanier Canaport est en opération depuis juin 2009 et a
18 reçu un total de 74 Bcf en 2010⁽¹¹⁾. Sa capacité de regazéification est de 1 Bcf par
19 jour. Son facteur d'utilisation est donc de 20 %.

20 Le graphique 2 trace les besoins des États-Unis en importation de GNL, tels que prévus par
21 l'EIA dans *Annual Energy Outlook 2011* en comparaison avec les importations prévues dans
22 l'édition 2010⁽¹²⁾. Le gouvernement américain a diminué de beaucoup ses prévisions quant
23 au besoin des États-Unis d'importer du GNL. En 2009, les importations nettes de gaz
24 naturel (réceptions par pipelines et par méthaniers moins exportations par pipelines et par
25 méthaniers) représentaient 11 % de l'offre globale de gaz naturel aux États-Unis. L'EIA
26 anticipe que cette proportion diminuera à 1 % d'ici 2035, faisant des États-Unis un pays
27 quasi autosuffisant en gaz naturel. Selon leur scénario, les importations nettes par pipelines
28 passeraient de 2,23 Tcf en 2009 à 0,18 Tcf en 2035. Quant aux importations nettes de GNL
29 elles passeraient de 0,41 Tcf en 2009 à 0,14 Tcf en 2035.

1 **Graphique 3**

**Importations nettes de gaz naturel liquéfié
prévisions EIA 2011 vs 2010**

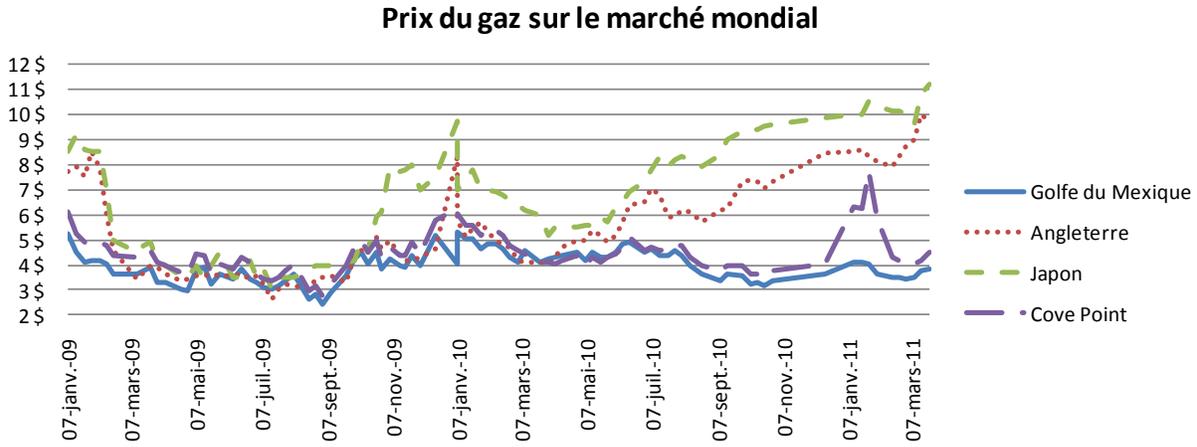


2

3 Le contexte de prix ne favorise certainement pas les importations de GNL. En fait, l'écart de
 4 prix entre le marché américain du gaz naturel et le marché mondial a fait naître des projets
 5 de liquéfaction et d'exportation en territoire nord-américain. Au moment d'écrire ces lignes,
 6 quatre projets sont proposés aux États-Unis dont deux dans le golfe du Mexique et deux en
 7 Alaska. Au Canada, le projet de terminal de liquéfaction Kitimat en Colombie-Britannique a
 8 reçu ses approbations et la date de mise en service est prévue en 2015. Kitimat compte
 9 pouvoir s'approvisionner à partir des réserves de gaz de shale du secteur de Horn River
 10 dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

11 Si les terminaux de liquéfaction voient le jour, nous pourrions assister au retour de la
 12 corrélation entre les prix américains et le marché mondial du gaz naturel.

1 **Graphique 4**



2
3 *Source : Waterborne Energy*

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

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

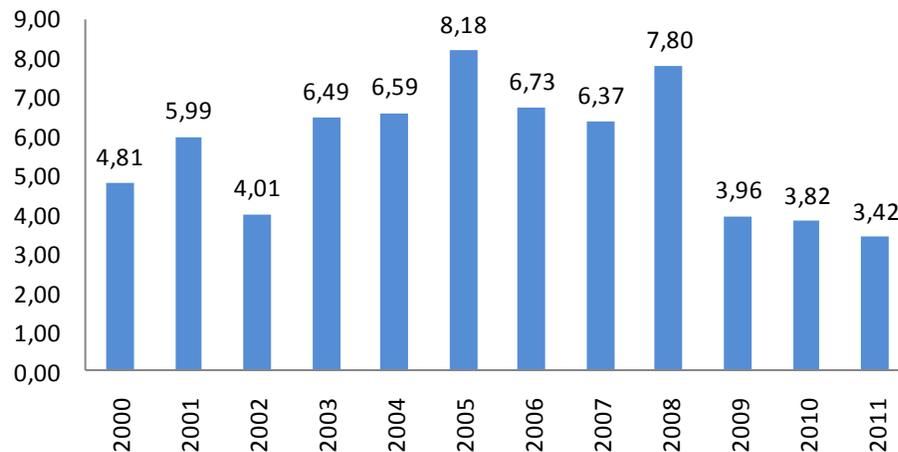
7 Le projet de la Vallée du Mackenzie a été définitivement approuvé par l'Office national de
8 l'énergie en mars 2011. Rappelons que ce projet vise à construire un gazoduc à partir de la
9 côte proche de la mer de Beaufort, dans les Territoires du Nord-Ouest, et à le raccorder au
10 réseau pipelinier du nord de l'Alberta. Les promoteurs du projet estiment que la construction
11 pourrait débuter au plus tôt en 2018.

12 Quant au gazoduc de l'Alaska, son avenir est de plus en plus incertain. L'EIA l'a même
13 retiré de ses dernières prévisions. Ce projet est maintenant jugé non économique par le
14 gouvernement américain en raison de l'augmentation des coûts en capital et de la baisse
15 des prix du gaz. Il est à noter que l'option de la liquéfaction du gaz de l'Alaska pour
16 l'acheminer vers les marchés internationaux est désormais sur la table à dessin.

1.2. Prix du gaz naturel

Graphique 5

Prix du gaz naturel à Empress - \$/GJ



* Pour 2011 : moyenne janvier à avril

Les prix du gaz naturel ont été particulièrement bas depuis le début de l'année 2009. Les prix à la frontière de l'Alberta se sont établis en moyenne à 3,82 \$/GJ en 2010 et à 3,42 \$/GJ pour les quatre premiers mois de 2011. Cette situation s'explique notamment par une offre continentale de gaz naturel qui se maintient à des niveaux élevés.

Bien que la plupart des prévisionnistes prévoient que le gaz naturel restera très avantageux au cours des prochaines années, nul ne peut prévoir avec certitude les prix du gaz naturel. Certains facteurs pourraient éventuellement mener à une augmentation de prix. Au nombre de ceux-là, notons :

- La hausse des prix relatifs du pétrole qui incitent les producteurs à délaissier le forage gazier au profit du développement du pétrole notamment dans le secteur des « shales oil »;
- La force du prix mondial du GNL comparativement aux prix pratiqués en Amérique a fait naître des projets d'usines de liquéfaction et d'exportation de gaz naturel liquéfié en sols américain et canadien;
- Les inquiétudes environnementales reliées à l'extraction du gaz de shale.

1 Évidemment, Gaz Métro n'a aucun contrôle sur le prix de la molécule en Amérique du Nord.
2 Par contre, Gaz Métro prend les dispositions nécessaires pour gérer avec soin les risques
3 inhérents à ses approvisionnements gaziers. Au nombre de ces dispositions, notons :

- 4 • un suivi du développement du gaz de shale en territoire nord-américain, notamment
5 en ce qui concerne l'impact qu'aura le développement de la production de Marcellus
6 sur la dynamique régionale des prix. Par ailleurs, Gaz Métro suivra avec intérêt les
7 développements de l'industrie du gaz de l'Utica au Québec suite au processus
8 d'évaluation environnemental annoncé.
- 9 • un appui au développement de l'industrie du gaz naturel renouvelable au Québec;
- 10 • une stratégie d'achats de produits dérivés qui, advenant un marché haussier et
11 volatil, vise à protéger les clients contre les flambées de prix et à profiter des
12 occasions ponctuelles pour faire en sorte que le gaz naturel soit concurrentiel dans
13 ses principaux marchés.

14 **En résumé**

15 Gaz Métro constate que le développement du gaz de shale a plus que compensé pour le
16 déclin de la production de gaz classique. Gaz Métro s'intéresse tout particulièrement au
17 développement des réserves de Marcellus et de Utica en raison de leur localisation. Ces
18 deux secteurs pourraient devenir, à plus ou moins brève échéance, de nouvelles sources
19 d'approvisionnement pour le Québec. Par ailleurs, l'augmentation de la production de gaz
20 de shale en Colombie Britannique, qui était vu comme ayant le potentiel d'augmenter la
21 disponibilité du gaz en Alberta, pourrait éventuellement être vendu sur le marché
22 international par le biais du projet Kitimat et ne pas avoir l'effet escompté sur les taux de
23 TCPL.

24 Le contexte gazier nord-américain ne favorise pas les importations de GNL. Au contraire, le
25 développement du gaz de shale et la faiblesse des prix relatifs en Amérique a fait naître des
26 nouveaux projets de terminaux d'exportation. Si ces projets voient le jour, les prix du gaz en
27 Amérique seront influencés par la dynamique gazière internationale.

28 Quant à l'accès du gaz du Grand Nord, le pipeline reliant le gaz de l'Alaska aux marchés du
29 sud a peu de chance d'être réalisé au cours de la prochaine décennie. Le projet du

1 Mackenzie a reçu, quant à lui, l'approbation de l'Office national de l'énergie mais la
2 construction ne sera pas entamée avant 2018.

3 **1.3. Références**

4 Vous trouverez ci-dessous la liste des sources dont il est fait référence tout au long de la
5 section 1.

- 6 (1) Energy Information Administration, site internet
7 (2) Energy Information Administration, site internet
8 (3) PIRA, North American Forecast Monthly, March 2011
9 (4) Bentek, The Rush to Liquids-Rich Shale & Impacts on the Regional Supply Balance,
10 September 2010
11 (5) PIRA, US Gas Rigs Monitor
12 (6) EIA, Today in Energy, March 18, 2011
13 (7) PIRA, North American Forecast Monthly, March 2011
14 (8) Bentek, Market Alert, March 2010
15 (9) Statistique Canada
16 (10) LNG Daily's Terminal Tracker
17 (11) The U.S. Waterborne LNG Report
18 (12) Energy Information Administration, site internet

2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

2.1. Hypothèses économiques

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

Tableau 1

Hypothèses économiques			
	2011-2012	2012-2013	2013-2014
Croissance du PIB québécois	2,1 %	2,4 %	2,2 %
Taux d'inflation québécoise	2,3 %	2,2 %	2,1 %
Taux de change (\$US/\$CAN)	1,00	0,99	0,99

Sources des prévisions

<i>PIB Québec 2011-2012</i>	<i>Moyenne de prévisions: Desjardins (fév. 11), Banque Royale (déc. 10), Conference Board du Canada (hiver 11), Banque de Montréal (fév. 11), Banque de Toronto Dominion (déc. 10), Banque Nouvelle Écosse (nov.10), CIBC (fév. 11)</i>
<i>PIB Québec 2012-2013 et 2013-2014</i>	<i>Moyenne de prévisions: Desjardins (hiver 11), Conference Board du Canada (hiver 11)</i>
<i>Inflation Québec 2011-2012</i>	<i>Moyenne de prévisions: Desjardins (hiver 11), Banque Royale (déc. 10), Banque de Montréal (fév. 11), Conference Board du Canada (hiver 11), Banque de Toronto Dominion (déc.10), CIBC (sept.10)</i>
<i>Inflation Québec 2012-2013 et 2013-2014</i>	<i>Moyenne de prévisions: Desjardins (hiver 11), Conference Board du Canada (hiver 11)</i>
<i>Taux de change 2011-2012 à 2013-2014</i>	<i>CIBC (Fév. 11) - valeur de « futures »</i>

2.2. 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 7 au 18 février 2011		
Prix du gaz naturel à AECO (\$/GJ)		
2011-2012	2012-2013	2013-2014
3,79	4,19	4,49

Source : CIBC

Tableau 3

Hypothèses retenues (\$/GJ)	
2011-2012	
AECO	3,79
Prix à Empress	3,74
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	4,44
2012-2013	
AECO	4,19
Prix à Empress	4,26
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	4,48
2013-2014	
AECO	4,49
Prix à Empress	4,56
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	4,59

* Après transfert de la portion équilibrage incluse dans le service de fourniture

1 Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de
2 fourniture de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant
3 dans le calcul de ce prix. Il est à noter que le prix du service de fourniture diffère du prix à
4 Empress en raison de l'écart de coût cumulatif de la fourniture de gaz et des dérivés
5 financiers déjà en place au moment d'effectuer le calcul.

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

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

	\$/GJ	¢/m ³
Été 2012 (octobre 2011 et avril à sept. 2012)	3,70	14,000
Hiver 2012 (nov. 2011 à mars 2012)	3,80	14,379
Écart de prix	0,10	0,379
Été 2013 (octobre 2012 et avril à sept. 2013)	4,18	15,846
Hiver 2013 (nov. 2012 à mars 2013)	4,37	16,566
Écart de prix	0,19	0,720
Été 2014 (octobre 2013 et avril à sept. 2014)	4,47	16,944
Hiver 2014 (nov. 2013 à mars 2014)	4,68	17,740
Écart de prix	0,21	0,796

10

11 Ces prix été/hiver sont utilisés dans l'évaluation de la portion équilibrage incluse au service
12 de fourniture à être versée au compte de frais reportés « Équilibrage ». Le détail du montant
13 à transférer pour l'année 2012 est présenté à la pièce Gaz Métro-8, Document 13, page 2.

14 Prix du pétrole et produits pétroliers

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

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

4 **Tableau 4**

Marché financier WTI – moyenne du 7 au 18 février 2011		
(\$US/baril)		
2011-2012	2012-2013	2013-2014
98,09	99,22	99,49

5 *Source : CIBC*

6 **Tableau 5**

Hypothèses retenues	
2011-2012	
Prix du WTI (\$US/baril)	98,09
Mazout n° 6, 1,5 % soufre (\$CAN/baril)	90,33
Mazout n° 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	89,74
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,77
2012-2013	
Prix du WTI (\$US/baril)	99,22
Mazout n° 6, 1,5 % soufre (\$CAN/baril)	92,28
Mazout n° 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	91,68
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,79
2013-2014	
Prix du WTI (\$US/baril)	99,49
Mazout n° 6, 1,5 % soufre (\$CAN/baril)	92,76
Mazout n° 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	92,16
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,79

7

1 Tarifs de l'électricité

2 Pour ce qui est des tarifs d'électricité, Gaz Métro considère la récente baisse tarifaire de
3 0,41 % du 1^{er} avril 2011 et utilise l'hypothèse que les tarifs pourraient être majorés de 2,5 %
4 pour les années 2012 et 2013 et de 2,0 % pour l'année 2014¹, applicables également au
5 1^{er} avril.

6 **3. SITUATION CONCURRENTIELLE**

7 La situation concurrentielle indique la position relative de la facture de consommation de gaz
8 naturel par rapport à celle du mazout ou de l'électricité selon certains segments clés de la
9 clientèle de Gaz Métro. Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien, d'installation des
10 équipements ainsi que les taxes ne sont pas inclus dans ce calcul. La situation concurrentielle
11 du gaz naturel par rapport au mazout est obtenue en calculant le ratio du coût annuel du
12 mazout sur le coût annuel du gaz naturel, multiplié par 100. De la même manière, la situation
13 concurrentielle du gaz naturel par rapport à l'électricité est obtenue en utilisant plutôt le ratio du
14 coût annuel de l'électricité sur le coût annuel du gaz naturel. Un ratio inférieur à 100 indique une
15 situation concurrentielle défavorable au gaz naturel alors qu'à l'inverse, un ratio supérieur à 100
16 illustre une situation concurrentielle favorable au gaz naturel.

17 Les mesures de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2012-2014 sont
18 établies à partir des prévisions de prix de la section 2 du présent document. Cependant, elles
19 sont évaluées en fonction des tarifs actuellement en vigueur. Des modifications à la structure
20 tarifaire ou aux taux utilisés pourraient donc influencer sur la situation concurrentielle présentée.

21 Pour chacun des cas types présentés, le coût du gaz naturel est établi en tenant compte de
22 l'ensemble des composantes de la facture totale avant taxes. Ce coût est ensuite comparé au
23 coût d'une consommation équivalente pour les énergies alternatives, en tenant compte du
24 pouvoir calorifique et de l'efficacité énergétique propre à chacune des sources d'énergie selon
25 le marché considéré. Les caractéristiques spécifiques de chacun des cas types sont précisées
26 plus loin.

¹ Hydro-Québec Distribution, plan d'approvisionnement 2011-2020 : Demande R-3748-2010, pièce HQD-1, Document 1, page 13.

3.1. Grandes entreprises

Les cas types présentés au tableau 6 pour la grande entreprise sont établis en fonction du prix des contrats d'un an à Empress pour la fourniture de gaz naturel et des taux moyens de l'année en cours, par sous-palier tarifaire, pour les autres composantes de la facture. La conversion vers le mazout est faite en considérant une efficacité énergétique équivalente au gaz naturel et le prix du mazout comprend un supplément au prix de marché pour le transport (0,75 \$/baril) ainsi qu'une majoration du prix relative à la contribution au Fonds vert (1,94 \$/baril).

Tableau 6

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2012 à 2014 Marché des grandes entreprises

(Gaz naturel = 100) Palier tarifaire	Service continu		Service interruptible	
	4.6	4.7	5.5	5.7
2011-2012				
Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	184	192	195	205
Mazout n° 6 (2 % soufre)	183	191	193	204
2012-2013				
Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	175	183	185	194
Mazout n° 6 (2 % soufre)	174	181	184	193
2013-2014				
Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	169	176	178	187
Mazout n° 6 (2 % soufre)	168	175	177	186

Pour les trois années du plan d'approvisionnement, le gaz naturel maintiendra une situation concurrentielle à **long terme** largement favorable. Au cours de cette période, le mazout devrait avoir un coût de 68 % à 105 % supérieur à celui du gaz naturel.

La situation concurrentielle à **court terme** devrait être tout aussi favorable. L'écart de prix moyen projeté entre le mazout n° 6 et le gaz naturel pour les contrats à court terme est présenté au tableau 7. Ainsi, le gaz naturel devrait bénéficier d'un écart favorable allant de 8,92 \$/GJ en 2012 à 8,48 \$/GJ en 2014.

1 **Tableau 7**

2 **ÉCART DE PRIX MOYEN PROJETÉ 2012 à 2014**
3 **Marché de la grande entreprise – Contrats à court terme**

(écart positif favorable gaz naturel)	2011-2012	2012-2013	2013-2014
1 Écart de prix en \$/GJ			
2 Mazout n° 6 vs gaz naturel	8,92	8,77	8,48

4
5 **3.2. Petit et moyen débits**

6 Les cas types présentés aux tableaux 8 et 9, pour les clients à petit et moyen débits, sont
7 établis en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. La facture totale au gaz
8 naturel est calculée en fonction du prix du service de fourniture de gaz naturel et du taux de
9 compression prévus pour chacune des années, alors que les autres composantes de la
10 facture sont calculées selon les tarifs actuellement en vigueur (clients au tarif D₁ pour les
11 profils chauffage et client au tarif D₃ pour le cas à profil stable). Au prix du mazout sur le
12 marché est ajouté un supplément pour le transport (10 ¢/l au marché résidentiel et entre
13 7,5 ¢/l et 1,5 ¢/l, selon le cas, au marché affaires) ainsi qu'une majoration du prix relative à
14 la contribution au Fonds vert (1,12 ¢/l).

15 Pour les cas types résidentiels, la conversion de l'énergie de chauffage du gaz naturel vers
16 le mazout ou l'électricité se fait en fonction des efficacités énergétiques suivantes : 92 % au
17 gaz naturel et 85 % pour le mazout si les équipements sont neufs, 74 % pour le gaz naturel
18 et 75 % pour le mazout si les équipements sont existants. L'électricité a quant à elle une
19 efficacité constante de 97 %, que les appareils soient vieux ou récents.

20 Pour le marché affaires, l'efficacité est de 75 % au gaz naturel pour le cas type de
21 14 600 m³ et de 70 % pour les deux autres cas types. L'efficacité est équivalente à celle du
22 gaz naturel pour le mazout et elle est constante à 97 % pour l'électricité.

3.2.1. Marché résidentiel

Tableau 8

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2012 à 2014
Marché résidentiel (chauffage)

(Gaz naturel = 100)	Nouv. const. Équip. neufs et efficaces	Const. existante Équip. neufs et efficaces	Const. existante Équip. existants
Vol. an. de chauf.	1 417 m ³	2 151 m ³	2 674 m ³
1 2011-2012			
2 Mazout n° 2	141	150	140
3 Électricité	115	122	100
4 2012-2013			
5 Mazout n° 2	144	153	143
6 Électricité	118	125	103
7 2013-2014			
8 Mazout n° 2	145	153	143
9 Électricité	120	127	104

De 2012 à 2014, Gaz Métro anticipe une situation concurrentielle favorable au gaz naturel face au mazout n°2 et à l'électricité pour le chauffage des clients résidentiels.

Considérant l'installation d'appareils efficaces, le gaz naturel permet d'éviter un surcoût par rapport au mazout de l'ordre de 41 % à 53 % selon l'année considérée et les cas présentés. Face à l'électricité, le surcoût évité serait plutôt de l'ordre de 15 % à 27 %.

Pour sa part, un client existant n'ayant pas modernisé ses appareils paiera tout de même moins cher pour se chauffer que s'il possédait un appareil aussi ancien au mazout : un coût évité qui devrait passer de 40 % en 2012 à 43 % en 2014. L'avantage du gaz naturel devrait même être suffisant pour que ce client soit gagnant à se chauffer au gaz naturel plutôt qu'à l'électricité, passant d'une facture équivalente en 2012 à un surcoût évité de 4 % en 2014.

3.2.2. Marché affaires

Tableau 9

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2012 à 2014

Marché affaires

(Gaz naturel = 100)	Profils chauffage				Profil stable
	Volume annuel	14 600 m ³	41 500 m ³	100 000 m ³	
1 2011-2012					
2 Mazout n° 2	155	165	174	186	226
3 Électricité	129	131	130	142	186
4 2012-2013					
5 Mazout n° 2	159	169	178	190	230
6 Électricité	132	134	133	145	190
7 2013-2014					
8 Mazout n° 2	159	169	178	190	229
9 Électricité	135	136	135	148	192

La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires demeurera largement favorable de 2012 à 2014. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 55 % à 129 % selon l'année et la quantité de gaz naturel consommée annuellement, l'avantage augmentant avec le niveau de consommation.

Face à l'électricité, l'avantage sera moins important, mais tout de même largement favorable au gaz naturel. Cet avantage est prévu varier de 29 % à 92 % selon le cas et l'année considérés.

1 **4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2011)**

2 Lors de la dernière cause tarifaire, les prévisions pour l'année 2011 avaient été évaluées
3 plusieurs mois avant le début de l'année financière à partir des hypothèses économiques et des
4 informations disponibles pour les différents marchés. Les données utilisées ont varié depuis et,
5 à la lumière des mois réels déjà vécus, de nouvelles prévisions de demande pour l'année 2011
6 ont été établies. La présente section explique les écarts entre les volumes prévus lors de la
7 Cause tarifaire 2011 et la révision budgétaire la plus récente de l'année en cours, soit la
8 révision 5/7 2011.

9 **4.1. Livraisons 2010-2011 pour le marché des grandes entreprises**

10 Le tableau 10 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle établie au moment
11 de la Cause tarifaire 2011 ($2\,379,8\ 10^6\text{m}^3$) et la révision budgétaire 5/7 2011
12 ($2\,661,0\ 10^6\text{m}^3$). La résultante de chacun des exercices est présentée à la ligne 26. Les
13 volumes associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux
14 volumes de l'année précédente.

Tableau 10

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ DES GRANDES ENTREPRISES
Cause tarifaire 2011 vs Révision budgétaire 5/7 2011
(avant interruptions)

DESCRIPTION	Prévision Cause 2011	Révision 5/7 2011
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
1 Livraisons au 30 septembre 2010	2 687,5¹	2 707,5²
2 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(18,3)	(19,5)
3 Continu D ₄	(11,8)	(18,0)
4 Interruptible D ₅	(6,5)	(1,4)
5 Gains (pertes) face à la concurrence	-	24,8
6 Continu D ₄	-	16,2
7 Interruptible D ₅	-	8,6
8 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(234,5)	(132,9)
9 Continu D ₄	(76,0)	(59,0)
10 Interruptible D ₅	(158,5)	(73,9)
11 Fluctuations de production	(0,7)	102,5
12 Continu D ₄	2,3	63,3
13 Interruptible D ₅	(3,0)	39,3
14 Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃, D_M et D₄, D₅	10,1	(6,2)
15 Continu D ₄	9,9	(6,7)
16 Interruptible D ₅	0,2	0,5
17 Nouvelles ventes	16,7	28,0
18 Continu D ₄	16,7	20,3
19 Interruptible D ₅	-	7,7
20 Gaz d'appoint concurrence	(83,1)	(43,4)
21 Continu D ₄	-	-
22 Interruptible D ₅	(83,1)	(43,4)
23 Gaz naturel pour véhicule	2,1	
24 Continu D ₄	-	-
25 Interruptible D ₅	2,1	-
26 Livraisons anticipées au 30 septembre 2011	2 379,8	2 661,0

1 Livraisons anticipées 2010, Révision budgétaire 5/7 2010 (R-3720-2010, Gaz Métro-4, Document 1)

2 Livraisons réelles 2010 (R-3745-2010, Gaz Métro-9, document 1)

Lors de la Cause tarifaire 2011, des volumes associés à la consommation de gaz naturel pour véhicule (GNV) avaient été intégrés aux livraisons (ligne 25). Par la suite, tel que mentionné à la pièce R-3720-2010, Gaz Métro-2, Document 10, ces volumes ont été retirés.

1 Les livraisons pour le marché des grandes entreprises ont donc été ramenées à
2 2 377,7 10⁶m³.

3 Les livraisons prévues lors de la révision budgétaire 5/7 2011 sont supérieures de
4 283,3 10⁶m³ aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2011(sans GNV)
5 (2 661,0 10⁶m³ vs 2 377,7 10⁶m³). Cette hausse provient en grande partie du secteur de la
6 pétrochimie. Lors de la Cause tarifaire 2011, une baisse importante de volumes était prévue
7 en raison de la fermeture de la raffinerie Shell de Montréal dès la fin septembre 2010 et de
8 la réduction des besoins en gaz naturel que cela entraînerait chez des partenaires d'affaires
9 directs de Shell. Dans les faits, Shell a poursuivi sa consommation à des niveaux
10 relativement élevés jusqu'en novembre 2010, pour la réduire par la suite au niveau résiduel
11 anticipé. Aucun volume n'est prévu pour ce client en 2012. La baisse importante de volumes
12 que la fermeture entraînait a également été retardée en raison de l'obligation qu'a Shell de
13 réhabiliter ses terrains, fortement contaminés. La décontamination se faisant entre autres à
14 l'aide de vapeur produite par le gaz naturel, cela a un effet positif sur les livraisons qui
15 n'avait pas été anticipé au moment de la Cause tarifaire 2011. Les volumes plus élevés liés
16 à Shell ont donc permis de réduire les impacts provenant de la conjoncture économique par
17 rapport à ce qui était initialement prévu (ligne 8 du tableau 10).

18 L'écart actuel important entre le prix du gaz naturel et celui du pétrole a aussi un impact
19 positif sur le secteur de la pétrochimie. La position concurrentielle favorable a pour effet
20 d'augmenter la consommation de grands clients qui utilisent présentement le gaz naturel en
21 remplacement de leurs gaz de raffinerie, préférant revendre ceux-ci.

22 En tout, la hausse de volumes associée au secteur de la pétrochimie représente plus de la
23 moitié de la hausse totale des volumes du marché des grandes entreprises en 2011 par
24 rapport à la prévision initiale établie au moment de la Cause tarifaire 2011. La hausse de
25 consommation restante est principalement liée à une fluctuation importante de la demande
26 au service continu d'un client majeur du secteur de la métallurgie et de la consommation
27 plus élevée que prévue de gaz d'appoint concurrence chez un autre grand client.

28 Il est à noter que, malgré tout, une baisse de 43,4 10⁶m³ de gaz d'appoint concurrence est
29 prévue en 2011 par rapport aux ventes réelles de l'année 2010 (ligne 22 du tableau 10).
30 Cela vient du transfert vers les contrats réguliers de volumes auparavant consommés en
31 gaz d'appoint concurrence, sur des contrats de court terme. Rappelons que le prix de gaz

1 d'appoint concurrence est fonction de la position concurrentielle du gaz au moment de la
2 transaction. Plus la position concurrentielle est favorable au gaz naturel, plus le prix négocié
3 en gaz d'appoint est élevé. Le prix actuellement bas du gaz naturel et le maintien à ce
4 niveau sur un horizon d'au moins trois ans incite les clients à revenir vers les contrats
5 réguliers, qui présentent habituellement un prix plus avantageux. Ainsi, sur les douze clients
6 identifiés en gaz d'appoint lors de la Cause tarifaire 2011, sept ont quitté ce service au cours
7 de l'année pour retourner sur des contrats réguliers. Les volumes de ces clients, qui ne sont
8 plus consommés en GAC, viennent donc augmenter les volumes catégorisés dans
9 *Fluctuations de production* à la ligne 13.

10 Certaines raisons peuvent expliquer pourquoi des clients ont préféré poursuivre leur
11 consommation sous le service de gaz d'appoint en 2011. D'abord, quelques clients
12 hésitaient encore à s'engager pour des durées contractuelles supérieures à douze mois,
13 étant donné le contexte économique incertain et la volatilité du prix des sources d'énergie.
14 Par exemple, deux clients ont concrétisé des contrats en gaz d'appoint concurrence à
15 l'automne 2010 pour des périodes de douze mois, malgré l'avantage concurrentiel déjà
16 présent identifié par Gaz Métro. Ces clients analysent leur propre situation concurrentielle,
17 établissent leur vision du contexte futur et optent pour l'alternative qui leur semble la plus
18 économique. Selon ce qu'observe Gaz Métro, cette hésitation est toutefois beaucoup moins
19 fréquente étant donné les prévisions très avantageuses pour le gaz naturel sur un horizon à
20 moyen terme, combinées à des perspectives économiques plus positives.

21 Une autre raison justifiant le maintien de contrats en gaz d'appoint concurrence vient du fait
22 que quelques clients sous la protection de la législation fédérale en matière d'insolvabilité ne
23 pouvaient s'engager plus d'un mois à la fois et encore moins sous un contrat régulier. Ces
24 clients ont donc consommé du gaz sur des contrats de gaz d'appoint concurrence d'un mois
25 et moins. Cette situation précaire prendra fin d'ici la fin de l'année financière 2011.

26 **4.2. Livraisons 2010-2011 pour le marché des petit et moyen débits**

27 Le tableau 11 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle établie au moment
28 de la Cause tarifaire 2011 (2 708,0 10⁶m³) et la révision budgétaire la plus récente de
29 l'année en cours, soit la révision 5/7 2011 (2 713,6 10⁶m³). La résultante de chacun des
30 exercices est présentée à la ligne 9. Les volumes associés aux différentes catégories
31 représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Tableau 11

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ PETIT ET MOYEN DÉBITS
Cause tarifaire 2011 vs Révision budgétaire 5/7 2011
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Prévision Cause 2011	Révision 5/7 2011
1 Livraisons au 30 septembre 2010	2 758,7¹	2 741,1²
2 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ / FEÉ / AEÉ	(19,3)	(18,7)
3 Économies d'énergie hors programmes	(30,9)	(22,7)
4 Géothermie	(2,1)	(2,1)
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(21,9)	(28,7)
6 Normale climatique	(39,2)	(38,9)
7 Nouvelles ventes	72,7	77,4
8 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ , D _M et D ₄ , D ₅	(10,1)	6,2
9 Livraisons anticipées au 30 septembre 2011	2 708,0	2 713,6

¹ Livraisons anticipées 2010, Révision budgétaire 5/7 2010 (R-3720-2010, Gaz Métro-4, document 1, p.40)

² Livraisons réelles 2010 (R-3745-2010, Gaz Métro-9, document 1)

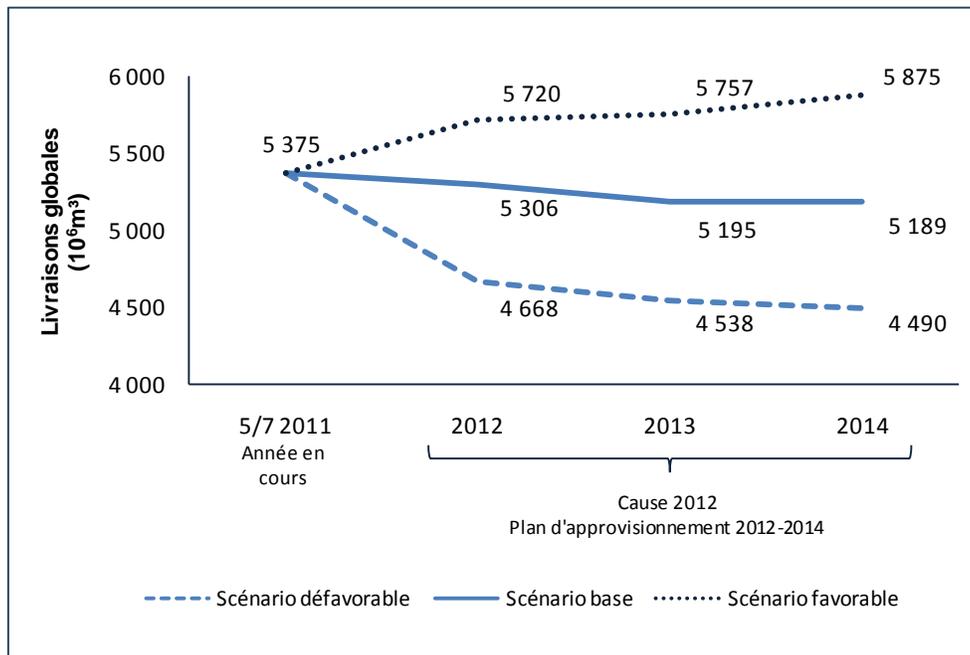
Pour l'année 2011, une légère hausse de 5,6 10⁶m³ (2 713,6 10⁶m³ vs 2 708,0 10⁶m³) de la demande est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la Cause tarifaire 2011. Parmi les variations ayant influencées les résultats, il est d'abord à noter que les livraisons de l'année 2010 se sont avérées plus faibles que ce qui était anticipé au moment de l'établissement de la Cause tarifaire 2011 (ligne 1 du tableau 11), affectant à la baisse les prévisions de 2011. En effet, les livraisons du marché des petit et moyen débits pour l'année *t* sont établies à partir des volumes de l'année *t-1* auxquels s'ajoute l'impact de chacun des facteurs influençant les livraisons. Ainsi, une surestimation ou une sous-estimation des volumes de l'année précédente aura un effet sur les prévisions de l'année en cours. Or, lors de la révision 5/7 2010 utilisée pour estimer les volumes de la Cause tarifaire 2011, les pertes et variations négatives de volumes subies par Gaz Métro ont été sous-estimées, alors que les volumes liés aux nouvelles ventes ont été surestimés. Les livraisons de l'année 2010 ont été de 2 741,1 10⁶m³ alors qu'elles avaient été prévues à 2 758,7 10⁶m³. Il est toutefois prévu que l'effet à la baisse provenant des résultats réels de 2010 soit compensé par des pertes liées à l'efficacité énergétique légèrement plus faibles et une migration plus grande que prévue de volumes provenant des tarifs D₄ et D₅.

1 5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2012-2014

2 La section qui suit présente les volumes prévus pour les trois années du plan
3 d'approvisionnement 2012-2014 et ce, pour les scénarios de base, favorable et défavorable. La
4 résultante de chacun des scénarios est illustrée dans le graphique ci-dessous.

5 Graphique 6

6 **Scénarios de base, favorable et défavorable**
7 **Livraisons globales 2012-2014**
8 **(avant interruptions)**



9

10 5.1. Scénario de base 2012-2014

11 5.1.1. Livraisons 2012-2014 pour le marché des grandes entreprises

12 La prévision de volumes pour le marché des grandes entreprises est faite client par
13 client. Pour chacun des clients, Gaz Métro se questionne sur les caractéristiques
14 pouvant influencer sa consommation. Les livraisons sont donc établies en considérant la
15 réalité propre à chacun. Les raisons expliquant les variations de consommation sont
16 ensuite regroupées en grandes catégories. Le tableau 12 présente la prévision de la
17 demande de gaz naturel pour le marché des grandes entreprises au scénario de base

pour la durée du plan d'approvisionnement. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Tableau 12

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2012-2014
VENTES GRANDES ENTREPRISES
(avant interruptions)

DESCRIPTION	Continu D ₄	Interruptible D ₅	Total
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2011	1 480,3	1 180,6	2 661,0
2 Impact de la fermeture du tarif D _M	61,9	5,6	67,6
3 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(24,4)	(1,6)	(26,0)
4 Gains (pertes) face à la concurrence	(6,9)	-	(6,9)
5 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(13,1)	(5,4)	(18,5)
6 Fluctuations de production	(39,7)	1,0	(38,7)
7 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(21,2)	14,5	(6,7)
8 Nouvelles ventes	10,5	21,3	31,8
9 Livraisons anticipées au 30 septembre 2012	1 447,4	1 216,1	2 663,5
10 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(17,4)	(1,4)	(18,8)
11 Gains (pertes) face à la concurrence	(8,2)	(23,1)	(31,2)
12 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(42,3)	(33,0)	(75,3)
13 Fluctuations de production	(0,8)	(7,1)	(7,9)
14 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(4,7)	3,2	(1,5)
15 Nouvelles ventes	19,4	9,9	29,4
16 Livraisons anticipées au 30 septembre 2013	1 393,4	1 164,6	2 558,0
17 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(17,0)	(1,3)	(18,3)
18 Gains (pertes) face à la concurrence	-	-	-
19 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(9,9)	-	(9,9)
20 Fluctuations de production	8,3	(4,1)	4,2
21 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	19,2	2,8	21,9
22 Nouvelles ventes	8,4	14,5	22,9
23 Livraisons anticipées au 30 septembre 2014	1 402,5	1 176,3	2 578,9

Les livraisons totales sont prévues demeurer stables pour la première année du plan d'approvisionnement, passant de 2661,0 10⁶m³ à 2 663,5. Cette stabilité est toutefois attribuable au transfert en 2012 de volumes provenant du tarif D_M. En effet, la fermeture du projet-pilote du tarif D_M au 30 septembre 2011 aura un impact direct sur la répartition des volumes entre les différents tarifs. Ainsi, les volumes actuellement assujettis au tarif D_M se retrouveront, dès 2012, à un autre tarif. Sur les 831,3 10⁶m³ prévus être

1 facturés en 2011 au tarif D_M (révision budgétaire 5/7 2011), Gaz Métro estime que 7,4 %
2 seront transférés au tarif D₄ et 0,7 % au tarif D₅, pour un total de 67,6 10⁶m³ (ligne 2,
3 tableau 12). Il ne s'agit donc pas d'une hausse des volumes totaux, mais bien d'un
4 transfert de volumes entre les *petit et moyen débits* et les *grandes entreprises*. Il est à
5 noter que les grandes catégories de variations présentées par la suite dans le
6 tableau 12 (lignes 3 et suivantes) ont été quantifiées une fois les volumes du tarif D_M
7 repositionnés à leur nouveau tarif. En plus de la fermeture du tarif D_M, rappelons que
8 2012 est une année bissextile. La journée supplémentaire de consommation a un effet
9 d'environ 9,0 10⁶m³ sur les volumes.

10 Sans la combinaison de ces deux effets ponctuels positifs, une baisse de volumes serait
11 donc constatée à la première année du plan d'approvisionnement. Cette baisse provient
12 essentiellement du tarif D₄ où un client important du secteur de la métallurgie présente
13 une baisse de consommation de gaz naturel en raison d'un transfert ponctuel de
14 production. De plus, les effets positifs en 2011 liés à la raffinerie Shell ont retardé une
15 baisse de volumes, tant au service continu qu'au service interruptible, qui devrait
16 survenir en 2012 et 2013.

17 Les volumes sont en baisse de 105,5 10⁶m³ à l'année deux du plan
18 d'approvisionnement. En plus des réductions liées à la fermeture de Shell, dont l'effet
19 pour l'année deux est ressenti au tarif interruptible, le non-renouvellement du contrat
20 d'un client producteur d'électricité affecte les volumes de façon importante au service
21 continu. Il est à noter également que les volumes supplémentaires liés à l'année
22 bissextile sont soustraits à l'année deux. Les volumes augmentent ensuite à la troisième
23 année du plan d'approvisionnement, principalement en raison du transfert de deux
24 grands clients qui sont prévus migrer du tarif D₁ vers le tarif D₄ en 2014.

25 Il est à noter que les variations provenant des consommations de gaz naturel sous des
26 contrats de gaz d'appoint concurrence ne sont plus présentées ici distinctement. Comme
27 il a été expliqué à la section 4.1, le contexte concurrentiel actuel incite les clients à
28 revenir sous contrat régulier. Gaz Métro estime que dès 2012, les clients consommant
29 encore sous des contrats de gaz d'appoint préféreront consommer sous un contrat
30 régulier. De plus, les variations de volumes provenant de la consommation de gaz
31 d'appoint peuvent être classées sous les différentes catégories identifiées, au même titre
32 que les variations provenant des tarifs réguliers. Le type de contrat sous lequel le gaz

1 est consommé n'a pas d'importance sur les besoins en énergie d'un client et les raisons
2 de variations. Les volumes sont toutefois toujours présentés distinctement, à titre
3 indicatif, dans les tableaux 14 à 18. Ces tableaux présentent d'ailleurs un volume de
4 17,7 10⁶m³ en 2012 toujours consommé en gaz d'appoint concurrence. Le volume
5 provient de la consommation résiduelle de deux clients ayant signé des contrats de gaz
6 d'appoint concurrence en 2010, dont l'échéance arrive au 31 octobre 2011. Ces clients
7 sont prévus retourner par la suite sous contrat régulier. Bien sûr, des opportunités de
8 signatures de contrats de gaz d'appoint concurrence pourraient tout de même se
9 présenter au cours des trois prochaines années. Si tel était le cas, il ne s'agirait toutefois
10 pas dans la plupart des cas d'un volume supplémentaire par rapport à ce qui est prévu,
11 mais bien d'un transfert de volumes des contrats réguliers vers les contrats de court
12 terme.

13 **5.1.2. Livraisons 2012-2014 pour le marché des petit et moyen débits**

14 La prévision de volumes pour le marché des petit et moyen débits est faite de façon
15 globale pour l'ensemble des clients. Les facteurs pouvant influencer la demande
16 (situation économique, position concurrentielle, efficacité énergétique, etc.) sont
17 analysés distinctement de façon à quantifier le plus précisément possible l'impact de
18 chacun sur les livraisons. Le tableau 13 présente la prévision de la demande de gaz
19 naturel pour le marché des petit et moyen débits au scénario de base.

Tableau 13

**LIVRAISONS GAZ NATUREL 2012-2014
PETIT ET MOYEN DÉBITS**

DESCRIPTION	10^6 m^3
1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2011	2 713,6
2 Impact de la fermeture du tarif D _M	(67,6)
3 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ / FEÉ / AEÉ	(17,4)
4 Économie d'énergie hors programmes	(21,9)
5 Géothermie	(3,1)
6 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(27,4)
7 Normale climatique	(7,4)
8 Impact du 29 février	2,7
9 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	6,7
10 Maturation des nouvelles ventes	64,5
11 Livraisons prévues au 30 septembre 2012	2 642,9
12 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ / AEÉ	(16,7)
13 Économie d'énergie hors programmes	(21,9)
14 Géothermie	(4,1)
15 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(24,4)
16 Normale climatique	(3,0)
17 Impact du 29 février	(2,7)
18 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	1,5
19 Maturation des nouvelles ventes	65,0
20 Livraisons prévues au 30 septembre 2013	2 636,6
21 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ / AEÉ	(16,0)
22 Économie d'énergie hors programmes	(21,8)
23 Géothermie	(5,2)
24 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(27,0)
25 Normale climatique	(3,0)
26 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(21,9)
27 Maturation des nouvelles ventes	68,0
28 Livraisons prévues au 30 septembre 2014	2 609,8

La demande du marché des petit et moyen débits sera en décroissance sur la durée du plan d'approvisionnement. Les raisons expliquant cette baisse sont présentées ci-dessous.

Impact de la fermeture du tarif D_M : Tel que mentionné à la section 5.1.1, la fermeture du projet-pilote du tarif D_M au 30 septembre 2011 entraînera un transfert de volumes auparavant associés aux petit et moyen débits vers les tarifs D₄ et D₅. Ce volume est estimé à 67,6 10^6 m^3 .

1 **Mesures d'économies d'énergie** : Les effets des mesures en efficacité énergétique
2 continuent de se faire sentir. Les économies d'énergie réalisées grâce au PGEÉ
3 (14,8 10⁶m³ en 2012), au FEÉ (2,2 10⁶m³ en 2012) et à l'AEÉ (0,4 10⁶m³ en 2012)
4 affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies d'énergie sont évaluées à
5 partir des économies brutes associées aux différents programmes. La mise en place de
6 mesures d'efficacité énergétique provenant d'initiatives autonomes des clients, qualifiées
7 de « hors programme », aura également un effet important à la baisse sur les livraisons
8 (21,9 10⁶m³ en 2012).

9 **Géothermie** : La géothermie est une technologie en croissance dont le potentiel se
10 trouve principalement dans le marché institutionnel. Le volume de gaz naturel à risque
11 par rapport à l'énergie géothermique a été évalué à 3,1 10⁶m³ en 2012.

12 **Pertes et variations** : Il existe un lien sensible entre la croissance économique et le
13 niveau de pertes et variations de consommation subi par Gaz Métro. Chaque année, les
14 volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison de faillites ou de
15 réduction de production. Les prévisions de pertes et variations sont établies à l'aide
16 d'une régression linéaire fonction du PIB. Toutes autres choses étant égales par ailleurs,
17 plus la croissance économique est élevée, moins les pertes subies sont importantes. La
18 croissance du PIB prévue pour 2012 est de 2,09 %, amenant des pertes estimées
19 à 27,4 10⁶m³.

20 **Normale climatique** : La normale climatique utilisée pour la prochaine année a été mise
21 à jour à l'aide d'une année réelle supplémentaire. Cette année réelle supplémentaire
22 ayant été plus chaude que la normale établie, elle a eu pour effet de la « réchauffer ». À
23 cela s'ajoute le réchauffement climatique tendanciel prévu à chaque année. L'impact
24 total du réchauffement pour la première année du plan d'approvisionnement se traduit
25 en une baisse de volumes de 7,4 10⁶m³. Pour les années deux et trois du plan, seul le
26 réchauffement climatique tendanciel prévu a un effet sur les volumes, soit une baisse de
27 3,0 10⁶m³.

28 **Impact du 29 février** : L'année 2012 étant bissextile, cela a un effet positif sur les
29 livraisons. La journée supplémentaire en février résulte en une augmentation des
30 volumes de 2,7 10⁶m³. L'effet est renversé à la deuxième année du plan
31 d'approvisionnement, où le mois de février revient à 28 jours. Il est à noter que la

1 méthodologie de calcul permettant d'évaluer l'impact d'une journée supplémentaire a été
2 revue pour la présente Cause. Il avait été expliqué l'an passé que l'effet volumétrique
3 d'une année bissextile était déterminé en supposant une journée supplémentaire
4 spécifiquement en février, entraînant du même coup une augmentation des degrés-jours
5 normaux et donc des volumes de chauffage (Cause tarifaire 2011, R-3710-2010,
6 Gaz Métro-4, Document 1.29). Or, dans les faits, lors d'une année bissextile, la période
7 de chauffe n'est pas plus longue, ni l'hiver plus froid. Les degrés-jours sont seulement
8 décalés dans le temps. Ainsi, une journée supplémentaire en février aura pour effets :

- 9 i) d'augmenter les volumes de chauffage de février;
- 10 ii) de réduire d'un volume de chauffage équivalent à i) la période allant des mois
11 de mars à mai (les degrés jours étant décalés d'une journée et ceux-ci étant
12 de plus en plus faibles);
- 13 iii) d'augmenter les livraisons de février d'un volume équivalent à une journée
14 supplémentaire de consommation de base.

15 Ainsi, sur l'année, la hausse de volumes provient seulement de l'effet iii), les deux autres
16 effets n'ayant un impact que sur la répartition des volumes. Auparavant, l'effet ii) n'était
17 pas considéré.

18 **Migration des clients entre les tarifs D_1 , D_3 et D_4 , D_5 :** La migration des clients
19 consiste en un transfert de volumes entre les tarifs D_1 et D_3 et les tarifs D_4 et D_5 . Il s'agit
20 donc d'un gain pour le marché des petit et moyen débits, mais non pour les volumes
21 totaux puisqu'une baisse équivalente est prévue pour le marché des grandes entreprises
22 (ou inversement pour l'année trois).

23 **Nouvelles ventes :** Les nouvelles ventes sont déterminées à l'aide de différents
24 modèles économiques. Les ventes en nouvelle construction résidentielle sont liées aux
25 prévisions de mises en chantier établies pour les prochaines années. Pour la conversion
26 résidentielle, le nombre de ventes est déterminé à l'aide d'un modèle fonction de la
27 position concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout et du prix du mazout par
28 rapport à son prix passé.

29 Dans le cas du marché affaires, les ventes sont réparties entre la nouvelle construction,
30 l'ajout de charge et les différents types de conversion (déterminés selon la source

1 d'énergie déplacée). Pour le marché de la nouvelle construction affaires, les ventes sont
2 liées au nombre de permis de bâtir prévus être émis. Les ventes en ajouts de charge
3 sont établies à partir d'un modèle de prévision de ventes mettant en relation le nombre
4 de ventes réalisées historiquement et la croissance du PIB. Pour les ventes en
5 conversion, le coût de l'énergie devient l'élément clé.

6 Il est à noter que les volumes moyens de consommation des nouveaux clients sont en
7 baisse depuis plusieurs années. L'amélioration des normes d'isolation et l'efficacité
8 énergétique accrue des nouveaux équipements permettent de satisfaire les besoins des
9 clients avec une consommation moindre de gaz naturel. Il en résulte que les volumes
10 associés aux nouvelles ventes ne suffisent plus pour compenser les impacts négatifs
11 des autres facteurs sur les livraisons.

12 Par conséquent, même si la situation concurrentielle du gaz naturel est favorable face
13 au mazout et à l'électricité dans tous les marchés et ce, pour toute la durée du plan
14 d'approvisionnement, et malgré une croissance économique relativement élevée,
15 l'impact des autres facteurs amène une baisse de volumes. Cette tendance à la baisse
16 des livraisons pour le marché des petit et moyen débits est présente depuis quelques
17 années.

18 **5.1.3. Livraisons globales (scénario de base)**

19 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement sont présentées dans le
20 tableau 14.

Tableau 14

SCÉNARIO DE BASE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2012-2014
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2012-2014		
		2012	2013	2014
	5/7 2011			
Service continu	4 194,0	4 090,3	4 030,1	4 012,3
Grandes entreprises	1 480,3	1 447,4	1 393,4	1 402,5
Petit et moyen débits	2 713,6	2 642,9	2 636,6	2 609,8
Service interruptible	1 180,6	1 216,1	1 164,6	1 176,3
Contrat régulier	884,0	1 198,4	1 164,6	1 176,3
Contrat gaz d'appoint	296,7	17,7	-	-
Total	5 374,6	5 306,4	5 194,6	5 188,7

Les résultats montrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2012, une baisse de 1,3 % des livraisons totales est anticipée. Une baisse de 2,2 % est ensuite constatée sur l'horizon du plan, entre 2012 et 2014.

5.2. Scénario favorable

Un scénario favorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2012 à 2014 pour évaluer la demande maximale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- Une croissance économique variant de 3,09 % en 2012 à 3,18 % en 2014, soit 1 % de plus par année qu'au scénario de base.
- Une position concurrentielle du gaz naturel encore plus favorable en raison d'une baisse de 10 % du prix du gaz naturel par rapport à ce qui est prévu au scénario de base et d'une hausse de 10 % du prix du mazout n° 2.
- Une hausse des mises en chantier résidentielles et des permis de bâtir du marché affaires de 10 %.

De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont réajustés à la hausse, en tenant compte de conditions favorables propres à chacun et pouvant influencer positivement leur consommation.

Le tableau 15 présente la prévision des livraisons dans un scénario favorable pour l'ensemble des marchés.

Tableau 15

**SCÉNARIO FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2012-2014
(10⁶m³)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2012-2014		
	2012	2013	2014
Service continu	4 434,1	4 505,2	4 609,8
Grandes entreprises	1 745,5	1 772,9	1 852,4
Petit et moyen débits	2 688,6	2 732,3	2 757,4
Service interruptible	1 285,4	1 252,1	1 265,6
Contrat régulier	1 267,7	1 252,1	1 265,6
Contrat gaz d'appoint	17,7	-	-
Total	5 719,5	5 757,3	5 875,3

Le tableau 16 présente l'écart entre le scénario favorable du tableau 15 et le scénario de base du tableau 14.

Tableau 16

**ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2012-2014
(10⁶m³)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2012-2014		
	2012	2013	2014
Service continu	343,8	475,2	597,5
Grandes entreprises	298,1	379,4	449,8
Petit et moyen débits	45,7	95,7	147,6
Service interruptible	69,3	87,5	89,2
Contrat régulier	69,3	87,5	89,2
Contrat gaz d'appoint	-	-	-
Total	413,1	562,7	686,7

La demande du marché des grandes entreprises, marquée ces dernières années par de nombreuses fermetures et diminutions de production, pourrait s'accroître dans un contexte favorable. Plusieurs clients pourraient voir leur production augmenter grâce à une croissance économique encore plus énergique et des conditions de marché avantageuses. La hausse se ferait surtout sentir au **service continu**, avec une augmentation de

1 298,1 10⁶m³. L'augmentation principale de volumes provient de l'usine de cogénération de
2 TransCanada Energy (« TCE ») à Bécancour qui pourrait reprendre ses activités quelques
3 mois dans l'hiver afin de fournir de l'électricité pendant les périodes de grands froids. Il est
4 également à noter, à la troisième année du plan d'approvisionnement, l'arrivée de deux
5 nouveaux clients importants dans le nord du Québec.

6 Du côté du **service interruptible**, une hausse de 69,3 10⁶m³ est prévue. Par le passé, les
7 écarts de volumes entre les scénarios favorables et de base provenaient en grande partie
8 de clients ayant délaissé le gaz naturel en raison d'une position concurrentielle difficile, mais
9 qu'un contexte favorable ramenait vers le gaz naturel comme source d'énergie principale.
10 Or, étant donné la position concurrentielle actuelle très avantageuse du gaz naturel vis-à-vis
11 les autres sources d'énergie, la consommation de ces clients est déjà prévue au scénario de
12 base. Plusieurs hausses de production et l'ajout d'équipements sont tout de même
13 anticipés.

14 Pour le **marché des petit et moyen débits**, la demande serait en hausse de 45,7 10⁶m³ en
15 2012 dans un contexte favorable par rapport au scénario de base. Cette augmentation des
16 volumes est d'abord due à la croissance économique plus optimiste prévue au scénario
17 favorable, qui aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes, occasionnerait une
18 diminution des pertes de clients et favoriserait l'augmentation des livraisons chez les clients
19 existants. L'augmentation de la situation concurrentielle du gaz naturel et la hausse des
20 mises en chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact positif sur les nouvelles
21 ventes. Dans un contexte favorable, les pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique
22 seraient également moins grandes.

23 **5.3. Scénario défavorable**

24 Un scénario défavorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2012 à 2014
25 pour évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan
26 d'approvisionnement.

27 Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 28 • Une croissance économique plus faible variant de 1,09 % en 2012 à 1,18 % en 2014,
29 soit 1 % de moins par année qu'au scénario de base.

- 1 • Une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse
2 de 10 % du prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et
3 d'une baisse de 10 % du prix du mazout n° 2.
- 4 • Une baisse des mises en chantier résidentielles et des permis de bâtir du marché
5 affaires de 10 %.

6 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients
7 sont réajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun
8 et pouvant influencer négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures.

9 Le tableau 17 présente la prévision des livraisons dans un scénario défavorable pour
10 l'ensemble des marchés.

11 **Tableau 17**

SCÉNARIO DÉFAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2012-2014
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2012-2014		
	2012	2013	2014
Service continu	3 765,5	3 680,2	3 626,0
Grandes entreprises	1 212,0	1 139,8	1 131,6
Petit et moyen débits	2 553,5	2 540,4	2 494,5
Service interruptible	902,2	857,3	864,3
Contrat régulier	884,4	857,3	864,3
Contrat gaz d'appoint	17,7	-	-
Total	4 667,7	4 537,5	4 490,3

1 Le tableau 18 présente l'écart entre le scénario défavorable du tableau 17 et le scénario de
2 base du tableau 14.

3 **Tableau 18**

4 **ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET DÉFAVORABLE**
5 **LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2012-2014**
6 **(10⁶m³)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2012-2014		
	2012	2013	2014
Service continu	(324,8)	(349,9)	(386,3)
Grandes entreprises	(235,4)	(253,6)	(271,0)
Petit et moyen débits	(89,4)	(96,2)	(115,3)
Service interruptible	(313,9)	(307,2)	(312,0)
Contrat régulier	(313,9)	(307,2)	(312,0)
Contrat gaz d'appoint	-	-	-
Total	(638,7)	(657,1)	(698,3)

7
8 La demande du marché des grandes entreprises pourrait continuer de décroître de façon
9 significative dans un contexte défavorable. Dans le cas du **service continu**, un client
10 majeur dans le domaine de la métallurgie pourrait réduire sa consommation à un volume
11 minimal en raison de l'arrêt de production d'une de ses usines pour toute la durée du plan
12 d'approvisionnement. De plus, la cessation des activités d'un client pourrait avoir des effets
13 importants sur la production et les besoins en gaz naturel d'un partenaire d'affaires de celui-
14 ci, grand consommateur de gaz naturel.

15 Pour le **service interruptible**, des pertes importantes provenant des clients auparavant
16 sous contrat de gaz d'appoint concurrence pourraient se faire sentir. Ces clients pourraient
17 facilement réduire leur consommation à un niveau équivalent à leur engagement minimal
18 sous contrat régulier dans un contexte défavorable et se tourner vers une autre source
19 d'énergie ou réduire leur production. De plus, les effets « positifs » à court terme de la
20 fermeture de Shell sur la consommation d'autres clients pourraient cesser dès 2011 et ne
21 pas se reproduire en 2012.

22 Pour le marché des **petit et moyen débits**, la demande serait en baisse de 89,4 10⁶m³ en
23 2012 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes est d'abord due à la
24 croissance économique plus faible qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes,
25 occasionnerait une augmentation des pertes de clients et amènerait une pression à la

baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la situation concurrentielle du gaz naturel et la diminution des mises en chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact négatif sur les nouvelles ventes. Dans un contexte défavorable, les pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique seraient également plus grandes.

5.4. Comparaison des plans d'approvisionnement 2012-2014 et 2011-2013

Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente cause tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2011. Le tableau 19 présente une comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au tableau 20. Les volumes de l'année 2011 associés au plan d'approvisionnement 2012-2014 correspondent aux prévisions effectuées dans le cadre de la révision budgétaire 5/7 2011.

Tableau 19

COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR MARCHÉ
PLAN 2012-2014 vs PLAN 2011-2013
(avant interruptions)

	2011	2012	2013	2014
	10 ⁶ m ³			
Petits et moyens débits				
Plan 2012-2014	2 713,6	2 642,9	2 636,6	2 609,8
Plan 2011-2013	2 708,0	2 717,0	2 702,9	s/o
Écart	5,6	(74,0)	(66,3)	s/o
Grandes entreprises				
Plan 2012-2014	2 661,0	2 663,5	2 558,0	2 578,9
Plan 2011-2013	2 379,8	2 378,1	2 355,5	s/o
Écart	281,2	285,4	202,5	s/o
Total				
Plan 2012-2014	5 374,6	5 306,4	5 194,6	5 188,7
Plan 2011-2013	5 087,8	5 095,0	5 058,4	s/o
Écart	286,8	211,4	136,2	s/o

Tableau 20

**COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR SERVICE
PLAN 2012-2014 vs PLAN 2011-2013
(avant interruptions)**

	2011	2012	2013	2014
	10 ⁶ m ³			
Service continu				
Plan 2012-2014	4 194,0	4 090,3	4 030,1	4 012,3
Plan 2011-2013	4 100,1	4 103,6	4 057,7	s/o
Écart	93,8	(13,3)	(27,6)	s/o
Service interruptible				
Plan 2012-2014	1 180,6	1 216,1	1 164,6	1 176,3
Plan 2011-2013	987,7	991,4	1 000,7	s/o
Écart	192,9	224,7	163,8	s/o
Total				
Plan 2012-2014	5 374,6	5 306,4	5 194,6	5 188,7
Plan 2011-2013	5 087,8	5 095,0	5 058,4	s/o
Écart	286,8	211,4	136,2	s/o

6. ANALYSE DE LA PROBABILITE DE RÉALISATION DES SCENARIOS AU SERVICE CONTINU

6.1. Méthodologie du calcul des probabilités

Les scénarios favorable et défavorable présentés au plan d'approvisionnement sont établis de manière à établir les extrêmes que pourraient atteindre les livraisons si la réalité divergeait de ce qui est prévu au scénario de base. Bien qu'extrêmes, Gaz Métro présente ces scénarios comme possibles, mais ayant une probabilité de réalisation faible.

Puisqu'il est impossible de mesurer la probabilité conjointe de réalisation des différents paramètres pouvant conduire aux scénarios extrêmes, l'analyse de probabilité de réalisation des scénarios au service continu est élaborée à partir de données historiques, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2007-116. Cet historique est constitué des écarts relatifs aux prévisions entre 1991 et 2010. L'écart de prévision est calculé comme la différence, en pourcentage, entre les livraisons réelles enregistrées pour chacune de ces années et la prévision de la première année au scénario de base présentée lors de la cause tarifaire (prévision un an).

1 Puisqu'une part importante des écarts observés entre les livraisons réelles et prévues des
2 dernières années s'expliquent par l'arrêt ou l'ouverture de TCE, les volumes associés à ce
3 client particulier avaient été retirés des volumes historiques au service continu avant de
4 procéder au calcul des écarts lors de la cause tarifaire 2011¹. Dans la mesure où TCE
5 demeurait fermé pour les trois ans du plan d'approvisionnement, la variabilité des livraisons
6 s'en trouvait réduite et cela devait se refléter dans les probabilités de réalisation des
7 scénarios.

8 Les prévisions présentées pour la présente cause tarifaire intègrent, au scénario favorable,
9 une reprise des activités de génération électrique du client TCE, mais en période de pointe
10 seulement. Cette nouvelle possibilité augmente la variabilité possible des livraisons
11 continues, sans pour autant générer le même niveau de risque qu'une reprise ou une
12 cessation totale de la consommation du client. En effet, la consommation pour une activité
13 de génération électrique de pointe ne représenterait environ que le tiers de la consommation
14 pour une activité dite « normale » du client. Ainsi, afin de refléter adéquatement cette
15 variabilité possible des livraisons, et par cohérence avec la méthode proposée par le passé,
16 33 % des volumes historiques associés à TCE ont été réintégrés aux volumes historiques
17 au service continu avant de procéder au calcul des écarts pour le présent dossier.

¹ Dossier R-3720-2010, Gaz Métro-4, Document 1, page 51

1 **Tableau 21**2
3

VOLUMES NORMALISÉS RÉELS ET PRÉVUS
Service continu (avec ajustement pour TCE à 33 %)

Année	Volume réel (10 ⁶ m ³)	Prévision 1 an (10 ⁶ m ³)	Écart absolu (10 ⁶ m ³)	Écart relatif (%)
1 1991	4 197,6	4 210,9	-13,3	-0,31%
2 1992	4 284,9	4 342,9	-58,0	-1,34%
3 1993	4 305,5	4 211,6	93,8	2,23%
4 1994	4 151,9	4 388,6	-236,7	-5,39%
5 1995	4 119,8	4 144,0	-24,2	-0,58%
6 1996	4 363,6	4 420,4	-56,8	-1,28%
7 1997	4 578,0	4 353,7	224,3	5,15%
8 1998	4 634,5	4 528,9	105,6	2,33%
9 1999	4 564,3	4 575,4	-11,2	-0,24%
10 2000	4 661,8	4 606,8	55,0	1,19%
11 2001	4 347,5	4 807,4	-459,9	-9,57%
12 2002	4 352,7	4 454,7	-101,9	-2,29%
13 2003	4 366,1	4 377,6	-11,5	-0,26%
14 2004	4 516,4	4 489,7	26,7	0,59%
15 2005	4 496,4	4 816,1	-319,7	-6,64%
16 2006	4 417,1	4 865,4	-448,3	-9,21%
17 2007	4 702,0	4 621,8	80,2	1,73%
18 2008	4 456,8	4 581,4	-124,7	-2,72%
19 2009	4 071,4	4 400,4	-329,1	-7,48%
20 2010	4 166,1	4 003,8	162,3	4,05%

4

5 À partir de cet échantillon de 20 données (tableau 21), des probabilités de déviation du
6 scénario de base ont été établies afin de calculer une probabilité de réalisation des
7 scénarios extrêmes (favorable et défavorable). Ces probabilités sont uniquement construites
8 sur l'erreur de prévision historique et non sur l'information et la connaissance du marché
9 dont dispose Gaz Métro au moment de l'établissement des prévisions ou de situations
10 particulières pouvant affecter la prévision d'une année donnée.

1 La distribution des écarts relatifs a été supposée normale, centrée à zéro et de variance
 2 calculée à partir de l'échantillon. L'hypothèse selon laquelle la distribution est centrée à zéro
 3 est en soit peu contraignante puisque la moyenne de l'échantillon est non statistiquement
 4 différente de zéro. Elle est néanmoins conceptuellement importante puisqu'elle traduit la
 5 certitude de Gaz Métro de produire au présent dossier une prévision non biaisée. Ce calcul
 6 de probabilités est fait suivant la méthode présentée au dossier R-3662-2008, à la pièce
 7 Gaz Métro-5, Document 1 et approuvée par la Régie. Cependant, pour les années deux et
 8 trois du plan d'approvisionnement, les probabilités ont été calculées sans extrapolation des
 9 écarts-types, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2008-140.

10 6.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2012 à 2014

11 Sur la base des données historiques disponibles, Gaz Métro a calculé que la probabilité
 12 d'écart de prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et de
 13 variance égale à 0,18 % (ou d'écart-type égal à 4,2 %).

14 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de
 15 base pour 2012 à 2014, telles que présentées au tableau 22.

16 **Tableau 22**

17 **PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS** 18 **Service continu**

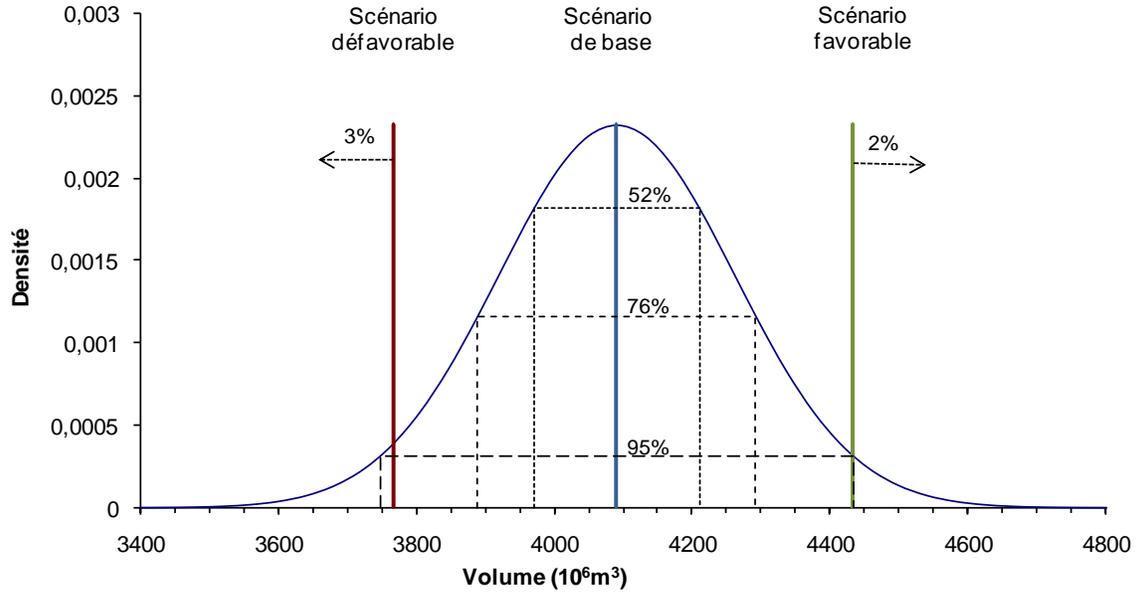
	Réalisation	Probabilité
1	2011-2012	
2	Volume réel au dessus du scénario favorable	2 %
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	95 %
4	Volume réel en dessous du scénario défavorable	3 %
5	2012-2013	
6	Volume réel au dessus du scénario favorable	0 %
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	98 %
8	Volume réel en dessous du scénario défavorable	2 %
9	2013-2014	
10	Volume réel au dessus du scénario favorable	0 %
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	99 %
12	Volume réel en dessous du scénario défavorable	1 %

19

1 Les graphiques 7 à 9 présentent la distribution de probabilités de réalisation du volume livré
 2 pour 2012 à 2014, ainsi que le positionnement des trois scénarios et la probabilité de se
 3 situer dans différents intervalles autour de la prévision du scénario de base.

4 **Graphique 7**

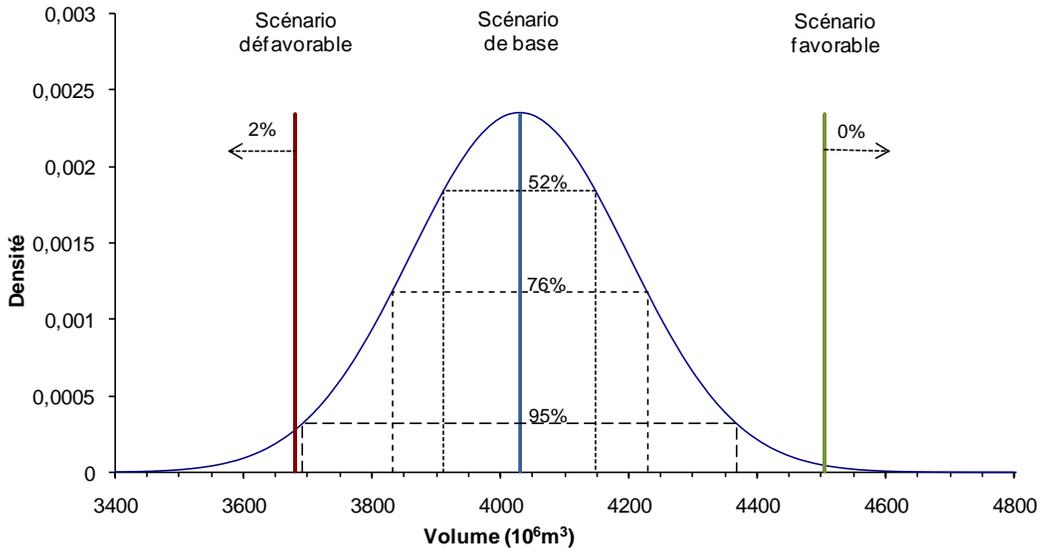
5 **Distribution de probabilités basée sur la prévision 2012**



6

7 **Graphique 8**

8 **Distribution de probabilités basée sur la prévision 2013**

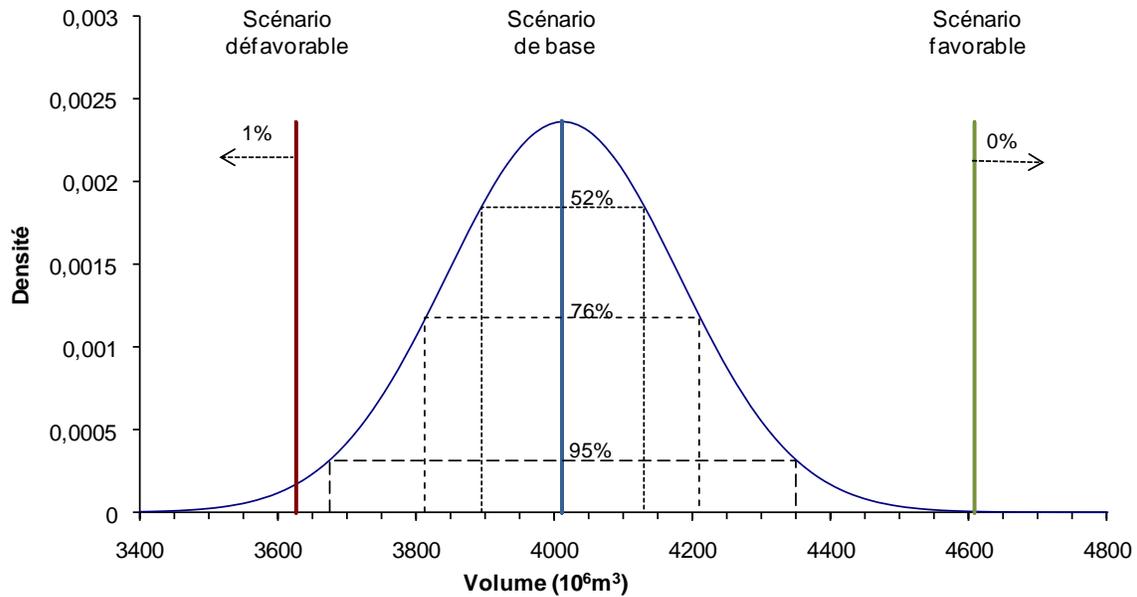


9

1

Graphique 9

2

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2014

3

4

6.3. Aperçu sur trois ans

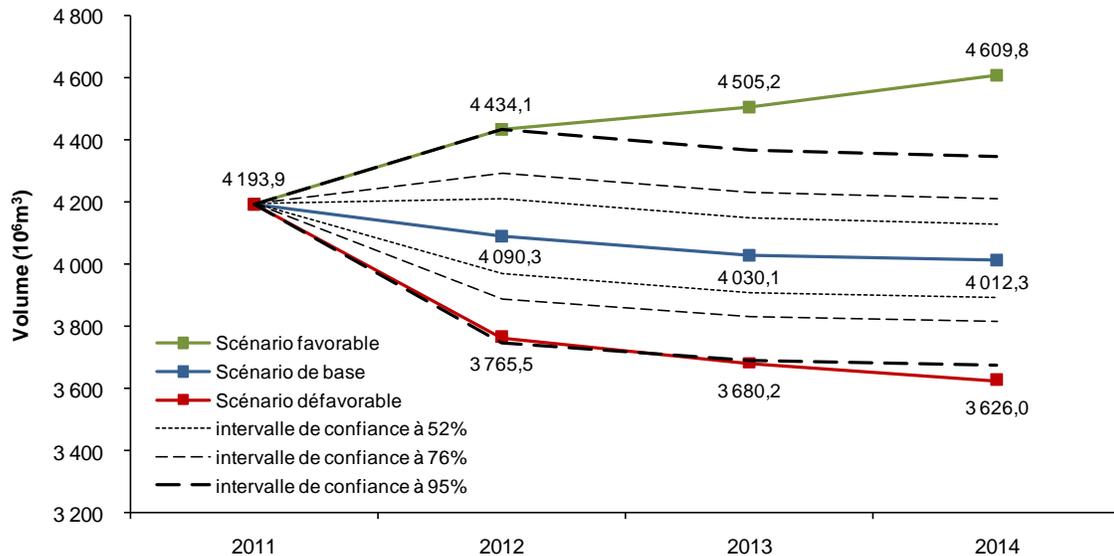
5

En combinant les probabilités calculées sur les trois années, 2012 à 2014, il est possible de représenter graphiquement les trois scénarios de prévisions ainsi que les probabilités de se trouver dans un certain intervalle autour du scénario de base avec différents niveaux de confiance.

8

Graphique 10

Intervalle de confiance autour des prévisions sur 3 ans



7. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2012-2014

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 dans son territoire et hors territoire, des achats de molécule directement à Dawn et des livraisons dans son territoire. C'est dans cette optique que Gaz Métro réitère que sa stratégie vise la mise en place d'un portefeuille d'outils variés et échelonnés dans le temps.

La recherche d'alternatives complémentaires au gaz de l'Ouest canadien acheminé par TCPL demeure un objectif prioritaire de Gaz Métro. À cet effet, au cours de l'année 2011, Gaz Métro a eu l'opportunité de modifier légèrement la source de ses approvisionnements quant aux

1 fournisseurs de capacités de transport entre Empress et son territoire.

2 Dans les sections suivantes, Gaz Métro abordera de façon plus explicite le contexte gazier qui
3 lui est propre, les orientations envisagées et la faisabilité de leur mise en place.

4 **7.1. Transport**

5 Tout comme l'année 2010, l'année 2011 a été marquée par une augmentation des tarifs de
6 transport de TCPL. Au 1^{er} mars 2011, les tarifs de TCPL ont connu une hausse de plus de
7 37 % à 40 % selon le tronçon. Sur une base annuelle, la hausse représente plus de 91 M\$
8 ou 28 % des coûts de transport et équilibrage.

9 Le non-renouvellement massif des capacités de transport ferme auprès de TCPL de
10 l'ensemble de sa clientèle a amené une pression à la hausse sur les tarifs. Gaz Métro, elle-
11 même, n'a pas renouvelé des capacités de transport FTLH de près de 4 385 10³m³/jour
12 depuis le 1^{er} novembre 2009, représentant 64 % de la capacité de FTLH détenue avant
13 cette date. Une partie de cette capacité a été remplacée par d'autres outils.

14 Cette hausse de prix a amené TCPL et les intervenants participant au groupe de travail
15 « Toll Task Force » à se pencher sur diverses solutions. La nature et l'ampleur des
16 modifications qui seront ultimement retenues par l'ONÉ sont inconnues mais il ne faut pas
17 perdre de vue que la valeur relative d'un choix d'approvisionnement par rapport à un autre
18 pourrait être modifiée de façon substantielle sur un horizon de quelques années.

19 Gaz Métro doit continuellement évaluer les options qui lui sont ouvertes pour approvisionner
20 sa clientèle de façon sécuritaire et au moindre coût. À la cause 2011, Gaz Métro avait
21 énoncé certaines stratégies qui pouvaient être envisagées afin de modifier sa structure
22 d'approvisionnement et ainsi réduire ses coûts :

- 23 1. Réitérer le genre de transaction consistant en un échange entre Empress et
24 GMi EDA avec une tierce partie;
- 25 2. Décontracter initialement la capacité de transport AECO/Empress, décontracter dans
26 un deuxième temps la capacité équivalente sur le tronçon Empress/GMi EDA et
27 remplacer cette capacité soit en contractant auprès de TCPL du transport sur le
28 tronçon Iroquois-GMi EDA, jumelé à des achats de gaz naturel à Iroquois, soit en
29 contractant auprès d'une tierce partie;

- 1 3. Modifier les règles au service de fourniture avec ou sans transfert de propriété (achat
2 direct), principalement quant à l'obligation pour la clientèle de livrer son gaz naturel à
3 Empress ou dans le territoire de Gaz Métro.

4 TCPL n'a pas rendu disponible des capacités de transport vers GMi EDA autres qu'avec un
5 point de livraison à Empress. Ainsi, Gaz Métro ou les tierces parties n'ont pu contracter de
6 la capacité sur des tronçons en aval de Dawn vers GMi EDA. Toutefois, le fait de
7 décontracter des capacités de transport FTLH a eu pour effet d'entraîner un déplacement
8 géographique des approvisionnements davantage vers Dawn.

9 En octobre 2010, Gaz Métro a mis fin à ses contrats de transport entre AECO et Empress,
10 effectif le 31 octobre 2011, soit une capacité de 1 924 10³m³/jour. Cette décision avait pour
11 objectif de réduire les coûts d'achat de fourniture de gaz naturel et de fournir, le cas
12 échéant, la flexibilité pour optimiser la structure d'approvisionnement. Tel qu'il est décrit à la
13 section 8.2, Gaz Métro a décontracté 1 866 10³m³/jour de capacité de transport FTLH au
14 1^{er} novembre 2011, ce qui représente 97 % de la capacité décontractée entre AECO et
15 Empress. N'eut été de la fourniture antérieurement achetée à AECO et « redirigée » à
16 Empress, Gaz Métro aurait été dans l'obligation de libérer de la capacité entre Dawn et
17 GMi EDA, ce qui, dans le contexte actuel, n'est pas financièrement optimal.

18 La demande de la clientèle en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété qui
19 utilise le service de transport de Gaz Métro (achat direct) requiert dorénavant la presque
20 totalité du transport entre Empress et GMi EDA. Tel que présenté à la pièce Gaz Métro-8,
21 Document 13, page 2, la totalité des capacités de transport entre Empress et GMi EDA est
22 de 7 539 10³m³/jour à compter de novembre 2011 (ligne 3). La nomination moyenne prévue
23 en 2012 pour la clientèle en achat direct est de 6 802 10³m³/jour, soit 90 % de la capacité de
24 transport disponible sur ce tronçon. Pour le mois d'avril 2011, la nomination quotidienne de
25 cette clientèle s'élève même à 7 363 10³m³/jour. Selon les contrats d'achat direct qui
26 renouvelleront dans les prochains mois, cette valeur sera modifiée, à la hausse ou à la
27 baisse. Si la situation est telle que la nomination devait être supérieure à la capacité de
28 transport disponible, Gaz Métro serait dans l'obligation de contracter du transport entre
29 Empress et GMi EDA afin de rencontrer l'offre de service disponible à la clientèle en achat
30 direct.

1 Cette situation a pour effet de restreindre toute action qui viserait un déplacement des
2 capacités de transport vers un autre point de livraison. Le troisième élément de la stratégie
3 présentée à la Cause tarifaire 2011, soit la modification des règles pour les clients en achat
4 direct, devient alors primordial dans le développement futur de la structure
5 d'approvisionnement de Gaz Métro. À cet effet, dans la décision D-2010-144, la Régie a
6 identifié cet élément en suivi. Ce sujet est traité à la pièce Gaz Métro-12, Document 2.

7 En ce qui concerne les différentiels de lieu (« basis ») à Dawn, ceux-ci demeurent bas,
8 augmentant ainsi l'écart entre le prix de transport inclus dans le différentiel de lieu et le tarif
9 de TCPL. En raison de cette dynamique de marché au carrefour de Dawn, et des prix qui en
10 découlent, ainsi que de l'impact de décontracter du transport FTLH, Gaz Métro a été en
11 mesure d'accentuer ses achats à ce point.

12 Considérant l'ensemble des éléments mentionnés ci-dessus, Gaz Métro doit évaluer
13 l'opportunité de contracter des outils de transport additionnels sur le tronçon Dawn –
14 GMi EDA. Cette capacité devrait alors remplacer de la capacité que détient déjà Gaz Métro
15 entre Empress et son territoire, capacité qui est principalement utilisée par la clientèle en
16 achat direct. Si Gaz Métro devait contracter de la capacité de transport supplémentaire sur
17 courte distance, TCPL devrait construire des installations supplémentaires sur son réseau et
18 exigera donc un engagement à long terme de la part de Gaz Métro. La requête de TCPL et
19 la décision de l'ONE à son égard seront des éléments importants dans la stratégie
20 d'approvisionnement à moyen terme de Gaz Métro.

21 Pour la Cause 2012, une augmentation de la demande continue dans la zone nord requiert
22 une augmentation du débit quotidien de $26 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$. Normalement, pour faire face à cette
23 demande, Gaz Métro aurait eu à contracter cette capacité auprès de TCPL en FTLH
24 (Empress/GMi NDA). Gaz Métro a approché les tierces parties pour évaluer les possibilités
25 de marché secondaire sur ce tronçon et les coûts relatifs. La demande fut concluante et
26 Gaz Métro a donc convenu d'un échange avec une tierce partie à compter du 1^{er} novembre
27 2011, pour une durée d'un an, en fonction d'un rabais appliqué au tarif de TCPL (FTLH-
28 NDA). Dans cette transaction, Gaz Métro livrera du gaz naturel à Empress et la tierce partie
29 livrera le gaz à GMi NDA du 1^{er} novembre au 31 mars et à Dawn du 1^{er} avril au 31 octobre.
30 Cette transaction amène donc une économie sur les coûts équivalente au rabais convenu
31 par rapport au tarif de TCPL.

1 **7.2. Fourniture de gaz naturel**

2 La stratégie d'acquisition de fourniture de Gaz Métro pour l'année financière 2011-2012 a
3 été adaptée afin de refléter la nouvelle structure d'approvisionnement.

4 Tel que mentionné précédemment, Gaz Métro n'aura plus à contracter de gaz naturel à
5 AECO à compter du 1^{er} novembre 2011. Pour les achats d'octobre 2011, une partie est déjà
6 contractée.

7 En ce qui concerne le point d'acquisition Empress, la quantité projetée à acheter en 2012
8 étant en moyenne de 763 10³m³/jour, soit près de 10 % de la capacité de transport
9 disponible Empress/GMi EDA, Gaz Métro effectuera ces achats quotidiennement, sur une
10 base « spot ». Gaz Métro ne procédera donc pas à un appel d'offres cette année.

11 Relativement aux achats à Dawn, ceux-ci représentent en 2012 plus de 80 % des achats
12 totaux de gaz naturel. La section 8.1 décrit plus amplement les contrats existants. Pour
13 effectuer ces transactions, Gaz Métro procède par invitation. Dawn est une plaque tournante
14 (« hub ») et non pas un bassin de production. Les critères pour choisir un fournisseur sont :
15 le différentiel de lieu demandé (la prime), l'expérience passée et finalement la notation de
16 crédit. Pour ce qui est de la durée des contrats, Gaz Métro vise l'appariement des achats de
17 fourniture avec la demande et la modulation en fonction de la variation de cette demande,
18 tant sur une base mensuelle, qu'annuelle et pluriannuelle. Étant donné la structure
19 d'approvisionnement, certaines strates minimales peuvent être contractées pour des durées
20 supérieures à un an. Ainsi, quelques contrats ont été convenus pour une durée variant de
21 trois à cinq ans. Gaz Métro demeure prudente dans ses engagements à plus long terme afin
22 de conserver toute la flexibilité dont elle pourrait avoir besoin si le contexte entraînait un
23 changement des besoins à Dawn.

24 **7.3. Autres sources d'approvisionnement**

25 Toujours dans la perspective d'une diversification de ses approvisionnements, Gaz Métro
26 suit de près le développement du gaz de shale de l'Utica sur la rive sud du Saint-Laurent,
27 entre Québec et Montréal, ainsi que le développement de l'industrie du gaz naturel
28 renouvelable au Québec.

29 Relativement à ce dernier créneau, Gaz Métro a convenu d'un contrat d'achat de fourniture
30 de gaz naturel auprès d'un producteur de biogaz pour une quantité de 26 10³m³/jour. Ce

1 contrat, d'une durée initiale d'un an, a pris effet le 1^{er} novembre 2010. Étant donné qu'il a
2 été convenu en avril 2010, Gaz Métro a pu décontracter une quantité équivalente de
3 transport FTLH auprès de TCPL dès le 1^{er} novembre 2010. Gaz Métro a considéré qu'une
4 transaction similaire serait contractée à nouveau dans sa structure d'approvisionnement du
5 plan triennal.

6 Gaz Métro s'intéresse également, sur un horizon à plus long terme, au développement des
7 divers projets des terminaux méthaniers et espère pouvoir négocier auprès d'éventuels
8 fournisseurs afin d'être desservie en gaz naturel directement au Québec, à partir d'un
9 terminal méthanier.

10 Sur l'horizon du plan 2012-2014, aucune source d'approvisionnement provenant des ports
11 méthaniers ou du bassin de gaz de shale n'a été intégrée à la structure
12 d'approvisionnement. Ces nouvelles sources potentielles d'approvisionnement, même si
13 elles ne font pas directement partie de la planification trois ans, restent présentes dans la
14 vision de Gaz Métro quant à sa réflexion sur la structure d'approvisionnement futur. Si de
15 tels approvisionnements deviennent disponibles dans l'horizon du plan, Gaz Métro verra, le
16 cas échéant, à réorganiser ses outils d'approvisionnement afin d'intégrer ces nouvelles
17 sources.

18 **7.4. Équilibrage**

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

24 Gaz Métro a renouvelé une capacité d'entreposage de 310,7 10⁶m³ auprès de Union Gas
25 pour deux contrats qui venaient à échéance au 31 mars 2011. Une preuve détaillant les
26 motifs de cette décision est présentée à la Régie sous pli confidentiel à la pièce
27 Gaz Métro-4, Document 17.

28 Le site d'entreposage de Union Gas est un outil très flexible en terme de débit journalier
29 permettant plus facilement une modulation en cours de journée gazière via les diverses
30 fenêtres de nomination. Ainsi, la capacité de retrait détenue par Gaz Métro, suppléée par

1 des achats de gaz à Dawn (contractés ou « spot ») permet de répondre aux fluctuations de
2 la demande de la clientèle durant l'hiver.

3 Cette flexibilité opérationnelle du site d'entreposage de Union Gas amène Gaz Métro à
4 maintenir, dans sa planification d'approvisionnement, ses capacités d'entreposage chez
5 Union Gas lors des renouvellements à venir. Toutefois, le site d'entreposage de Union Gas
6 est très prisé dans le milieu énergétique. L'accès futur à la capacité d'entreposage dépendra
7 donc des forces du marché et du prix que Gaz Métro sera disposée à payer pour ce service
8 d'entreposage.

9 En ce qui concerne les sites d'entreposage d'Intragaz, une requête a été déposée à la
10 Régie (R-3754-2011) lui demandant d'autoriser Gaz Métro à récupérer, par l'intermédiaire
11 de ses tarifs, les coûts associés à l'utilisation des sites d'entreposage de Pointe-du-lac et de
12 Saint-Flavien et ce, pour toute la durée du contrat à intervenir. Parallèlement, Intragaz a
13 également déposé une requête (R-3753-2011) demandant, entre autres, de fixer ses tarifs
14 d'emmagasinage selon un mode de réglementation allégé de type plafonnement des
15 revenus. Dans la structure du plan d'approvisionnement 2012-2014, Gaz Métro a supposé
16 le maintien de ces sites d'entreposage.

17 Quant à l'usine LSR, la capacité d'entreposage considérée dans la structure
18 d'approvisionnement sera réduite de la capacité réservée aux ventes de GNL à Gaz Métro
19 Solution Transport (GMST). À cet effet, des outils de remplacement seront identifiés pour
20 s'assurer que la sécurité d'approvisionnement demeure la même. Ce sujet est traité
21 distinctement à la pièce Gaz Métro-4, Document 3.

22 **7.5. Conclusion**

23 Sur l'horizon du plan 2012-2014, Gaz Métro conserve la stratégie de se positionner à Dawn
24 pour moduler les approvisionnements en hiver. De plus, la réduction de ses capacités de
25 transport entre Empress et GMi EDA entraîne également des achats à Dawn sur la période
26 d'été. Ainsi, sur la période d'été, une utilisation des capacités de transport FTSH est prévue.

27 Les sections 8 et 9 ci-dessous présentent les orientations prises plus spécifiquement dans
28 la planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2012-2014.

1 Gaz Métro est à l'affût de toutes possibilités qui lui permettraient de diminuer les coûts
2 d'approvisionnement. Cette vision est d'autant plus importante lorsque le contexte gazier
3 dans lequel Gaz Métro évolue est en pleine restructuration.

4 **8. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS**

5 Cette section porte particulièrement sur les différents contrats d'approvisionnement contractés
6 par Gaz Métro. La structure d'approvisionnement est présentée par composante : la fourniture
7 de gaz naturel, le transport et l'équilibrage.

8 **8.1. Fourniture de gaz naturel**

9 **8.1.1. Clients en service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro**

10 Gaz Métro achète le gaz retiré par les clients en service de fourniture de gaz naturel du
11 distributeur auprès de différents fournisseurs et à différents points de réception. De plus,
12 Gaz Métro doit fournir le gaz de compression nécessaire au transport du gaz naturel à
13 partir de l'Ouest canadien jusqu'au territoire québécois.

14 Tel que mentionné précédemment, Gaz Métro n'a pas renouvelé ses contrats de
15 transport entre AECO et Empress au 1^{er} novembre 2011. Gaz Métro achètera le gaz
16 naturel à ce point uniquement pour le mois d'octobre 2011. Une partie des achats sont
17 d'ailleurs déjà contractés.

18 Une portion du service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro est achetée
19 directement à Empress. Pour l'année 2011-2012, aucun contrat n'a été signé d'avance.

20 La grande partie des achats de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro est à Dawn.
21 Antérieurement, ces contrats visaient la période du 1^{er} novembre au 30 avril. Or, étant
22 donné la capacité non renouvelée de transport FTLH auprès de TCPL, la structure
23 d'approvisionnement du plan triennal requiert des achats à Dawn également pour la
24 période d'été. Une partie des quantités est déjà contractée pour l'année 2011-2012.
25 Pour les quantités restantes, Gaz Métro attendra probablement la fin de l'hiver 2012
26 avant de contracter les achats prévus, permettant ainsi de mieux cibler les besoins selon
27 la consommation réelle observée sur la période d'hiver.

28 Au 1^{er} novembre 2010, Gaz Métro a contracté un achat de fourniture de gaz naturel
29 avec un producteur de biogaz, directement sur son territoire pour une période d'un an.

1 Toutefois, Gaz Métro a intégré dans son plan d'approvisionnement le maintien de ces
2 achats sur l'horizon 2012-2014.

3 Pour les volumes additionnels requis au cours de l'année financière, les achats seront
4 effectués sur le marché « spot » pour les différents points d'acquisition.

5 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel et de gaz de
6 compression de Gaz Métro est présenté à la pièce Gaz Métro-4, Document 4. La date
7 d'échéance, le point de livraison ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à
8 chacun de ces contrats pour le plan d'approvisionnement 2012-2014 sont spécifiés. Le
9 tableau contient également les totaux visés au plan d'approvisionnement 2012 et le ratio
10 qui est contracté à ce jour par rapport à ces derniers.

11 Volume de fourniture requis pour l'année 2011-2012

12 Pour l'année 2011-2012, le volume total de la fourniture de gaz naturel et de gaz de
13 compression de Gaz Métro est estimé à 2 090 10⁶m³. De cette quantité, 2 014 10⁶m³
14 sont attribués spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de la clientèle,
15 la différence étant requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu, usage de la
16 compagnie), la variation nette des retraits et injections d'inventaires ainsi que le gaz de
17 compression requis pour transporter la fourniture de l'Alberta au territoire de Gaz Métro.

18 Les pourcentages de gaz de compression appliqués sur le transport FTLH pour l'année
19 2011-2012 sont indiqués à la pièce Gaz Métro- 4, Document 5, page 3.

20 Tel qu'indiqué à la pièce Gaz Métro-4, Document 4, un volume annuel de 1 359 10⁶m³
21 est déjà contracté, ce qui implique que Gaz Métro a sécurisé 65 % des achats totaux en
22 service de fourniture de gaz naturel.

23 De façon générale, Gaz Métro a déjà contracté pour 2012 ses besoins de gaz naturel
24 qu'elle comptait contracter avant le début de l'année gazière. Le solde (35 %) sera
25 contracté en « spot » afin d'être en mesure de réagir aux variations de la demande dues
26 aux mouvements en achat direct ainsi qu'aux aléas de la température.

27 Il est à noter qu'aux volumes totaux mentionnés ci-dessus viennent s'ajouter ceux des
28 clients engagés auprès de Gaz Métro dans une entente de fourniture à prix fixe
29 approvisionnée par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2011-2012, ces volumes
30 annuels sont estimés à 295 10⁶m³.

1 Prix du service de fourniture

2 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel, utilisé pour l'année 2011-
3 2012, est de 16,823 ¢/m³ (4,44 \$/GJ). Ce prix est basé sur les prévisions de prix de la
4 fourniture de gaz naturel pour la période étudiée, incluant l'effet des produits dérivés
5 ainsi que l'intégration des coûts à transférer du service de fourniture au service
6 d'équilibrage correspondant à l'interfinancement relié au profil d'achat de la fourniture.
7 La section 1.1 « Hypothèses énergétiques » du présent document présente le détail de
8 l'évaluation du prix.

9 Sécurité d'approvisionnement de la fourniture de gaz naturel

10 En ce qui a trait à la sécurité des approvisionnements, AECO, Empress et Dawn sont
11 des points liquides et il est facile de s'y approvisionner en tout temps. Le gaz naturel
12 étant transigé comme une commodité, les prix s'ajustent automatiquement en fonction
13 de l'offre et de la demande. Rappelons que les volumes contractés en service de
14 fourniture de gaz naturel le sont à un indice mensuel ou quotidien et que cet indice
15 augmenté, le cas échéant, du différentiel de lieu, détermine le prix.

16 **8.1.2. Clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété**

17 Les clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété, incluant les
18 clients qui fournissent leur propre service de transport, s'approvisionnent directement
19 auprès de leurs fournisseurs. De son côté, le client en biogaz s'approvisionne
20 directement dans le territoire de Gaz Métro. Pour l'année 2011-2012, le volume annuel
21 de ces clients est estimé à 2 807 10⁶m³, dont 18 10⁶m³ provenant des volumes projetés
22 pour les clients en service de gaz d'appoint concurrence.

23 Les clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété fournissent leur
24 gaz de compression.

25 **8.2. Transport**

26 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans
27 les différents contrats passés entre Gaz Métro et les transporteurs TCPL (Canadian
28 mainline et Nova), Union Gas et des tierces parties sont présentées à la pièce Gaz Métro-4,
29 Document 5, page 1. Le portefeuille de contrats de transport que possède Gaz Métro peut
30 être décomposé en neuf parties selon les segments parcourus, incluant les contrats de

1 transport par échange. Ce document détaille les débits au 1^{er} octobre et au 1^{er} novembre
2 2011, ainsi que les échéances des différents contrats de transport. Les modalités de
3 renouvellement sont également indiquées. La carte présentée à la page 9 du présent
4 document illustre les différents segments de transport (items encadrés).

5 Considérant les modalités de renouvellement, près de 75 % de la capacité contractuelle,
6 tous tronçons considérés, fera l'objet de décisions de renouvellement durant l'année
7 financière 2012.

8 La capacité totale du transport FTLH (GMi EDA), lignes 1 à 5, a été modifiée comme suit
9 entre les Causes tarifaires 2011 et 2012 :

10	Débits totaux – Cause tarifaire 2011	7 336 10 ³ m ³ /jour
11	1. Non-renouvellement au 1 ^{er} nov. 2010	
12	remplacé par un achat auprès	
13	d'un producteur de biogaz	-26 10 ³ m ³ /jour
14	2. Clients qui fourniront leur transport	
15	au 1 ^{er} nov. 2011	-71 10 ³ m ³ /jour
16	3. Non-renouvellement au 1 ^{er} nov. 2011	
17	excédent à la pointe et à l'hiver extrême	-1 795 10 ³ m ³ /jour
18	Débits totaux – Cause tarifaire 2012	5 444 10 ³ m ³ /jour

19 Gaz Métro a décontracté près de 26 % de la capacité de transport FTLH détenue entre
20 Empress et GMi EDA. Une partie de cette capacité a toutefois été remplacée. Les
21 explications relatives à ces mouvements sont les suivantes :

- 22 1. L'achat de fourniture de gaz naturel auprès d'un producteur de biogaz, effectif au
23 1^{er} novembre 2010, a permis de réduire d'autant les besoins de transport FTLH de
24 Gaz Métro dès le 1^{er} novembre 2010.
- 25 2. Les capacités qui seront fournies directement par les clients qui se retirent du service du
26 distributeur à compter du 1^{er} novembre 2011 permettent à Gaz Métro de réduire d'autant
27 ses besoins de transport FTLH.
- 28 3. La capacité de 1 795 10³m³/jour représente l'excédent de transport à la journée de
29 pointe et à l'hiver extrême qui a été décontracté au 1^{er} novembre 2011, conformément
30 aux règles définies par la Régie dans sa décision D-2009-156. La section 9.1 présente
31 le calcul de ces éléments, spécifiquement pour l'année 2011-2012.

1 Tel qu'indiqué à la section 7.1, Gaz Métro devait contracter une capacité additionnelle de
2 transport vers GMi NDA et a eu l'opportunité en mars 2011 de contracter un échange sur le
3 marché secondaire, effectif à compter du 1^{er} novembre 2011, à un prix inférieur au tarif de
4 TCPL pour le transport FTLH (NDA). Ce contrat est inscrit à la pièce Gaz Métro-4,
5 Document 5, page 1, ligne 30.

6 Tel que mentionné à la Cause tarifaire 2011, en ce qui concerne les capacités de transport
7 contractées auprès de Union Gas, Gaz Métro n'a pas renouvelé un contrat de C1 sur le
8 tronçon Dawn-Parkway, pour une capacité de 411 10³m³/jour au-delà du 31 mars 2012
9 (ligne 21). De plus, considérant l'évaluation des besoins pour l'année 2012, tel que décrit à
10 la section 9.1.7, Gaz Métro a réduit sa capacité totale de transport C1 à 2 639 10³m³ au
11 1^{er} avril 2013. Ceci implique qu'elle a décontracté la capacité de 1 160 10³m³/jour (ligne 20)
12 et réduit le dernier contrat en vigueur d'une capacité de 274 10³m³/jour (ligne 19).

13 En ce qui concerne les capacités de transport M12, sur le tronçon Parkway- Dawn,
14 considérant l'évaluation des besoins pour l'année 2012, tel que décrit à la section 9.1.7,
15 Gaz Métro a réduit sa capacité totale de 53 10³m³/jour au 1^{er} avril 2013.

16 Services de transport et d'équilibrage fournis par le client

17 Pour l'année 2011-2012, 39 clients fournissant leur propre service de transport, incluant le
18 client en biogaz, détiendront une capacité journalière moyenne de 1 481 10³m³/jour en
19 octobre 2011 et 1 638 10³m³/jour de novembre 2011 à septembre 2012 pour un volume
20 annuel total de 595 10⁶m³.

21 L'hypothèse que ce nombre de clients sera statique pour toute la durée du plan
22 d'approvisionnement est utilisée. Les modalités du tarif qui s'appliquent aux clients désirant
23 contracter leur propre transport (cession ou préavis de sortie) font en sorte que Gaz Métro
24 sera tenue indemne des choix des clients, le cas échéant.

25 Tous les clients qui fournissent leur propre service de transport ont opté pour le service
26 d'équilibrage de Gaz Métro. Seul le client en biogaz n'est pas assujéti au service
27 d'équilibrage; étant sur un réseau dédié, Gaz Métro ne peut lui offrir le service d'équilibrage.

28 Gaz d'appoint

29 Une demande de 18 10⁶m³ en service de gaz d'appoint concurrence est intégrée à la Cause
30 tarifaire 2012, correspondant aux volumes déjà contractés pour le mois d'octobre 2011.

1 Ainsi, la capacité de transport additionnelle requise pour desservir cette clientèle a été
2 intégrée au plan d'approvisionnement et correspond à celle qui a été contractée étant donné
3 que ces contrats de gaz d'appoint ont déjà été réalisés.

4 **8.2.1. Coûts de transport**

5 Les différents tarifs payés à TCPL, Union Gas et Nova pour l'utilisation du transport
6 contracté sur leur réseau sont présentés à la pièce Gaz Métro-4, Document 5, page 2.

7 Gaz d'appoint concurrence

8 Les coûts de transport associés aux volumes de gaz d'appoint concurrence sont à un
9 prix unitaire moyen de 4,849 ¢/m³, correspondant au coût moyen des transactions
10 réalisées avec les tierces parties.

11 **8.3. Équilibrage**

12 Le portefeuille d'outils d'entreposage de Gaz Métro est constitué de trois sites
13 d'entreposage souterrain, soit les deux sites d'Intragaz (Pointe-du-Lac et St-Flavien), le site
14 de Union Gas, et d'une usine de liquéfaction (LSR) dont Gaz Métro est la propriétaire. La
15 carte présentée à la page 9 du présent document illustre les différents sites d'entreposage
16 (items encerclés).

17 Le tableau de la pièce Gaz Métro-4, Document 6, page 1 détaille les contrats actuellement
18 détenus par Gaz Métro avec chacune des parties; les volumes totaux d'entreposage ainsi
19 que les capacités de retrait et d'injection de chaque contrat sont indiqués. L'échéance
20 relative à chacun des contrats y est également spécifiée.

21 Tel que mentionné précédemment, deux contrats d'entreposage avec Union Gas ont été
22 renouvelés au 1^{er} avril 2011. Ceux-ci ont toutefois été scindés en trois contrats distincts
23 avec des échéances variables. Les contrats sont déposés à la pièce Gaz Métro-4,
24 Document 18.

25 Les contrats détenus auprès d'Intragaz sont présentement en renégociation. À cet effet, une
26 requête a été soumise à la Régie (R-3754-2011).

27 En ce qui concerne l'usine LSR, une capacité de 440 10³m³ a été réservée au plan 2012
28 relativement aux ventes de GNL à Gaz Métro Solution Transport pour l'hiver 2012. Veuillez
29 vous référer à la pièce Gaz Métro-4, Document 3, pour le traitement de ces ventes.

1 **8.3.1. Coûts d'entreposage**

2 Les tarifs de Union Gas et d'Intragaz, pour les sites de Pointe-du-Lac et de
3 Saint-Flavien, apparaissent à la pièce Gaz Métro-4, Document 6, page 2.

4 En ce qui concerne les coûts pour les sites d'entreposage d'Intragaz, les tarifs découlant
5 des contrats présentement en vigueur sont maintenus, considérant le dossier en cours
6 auprès de la Régie.

7 **9. PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS**

8 Cette section décrit les outils d'approvisionnement qui seront potentiellement requis pour les
9 trois années du plan. La première section présente la structure d'approvisionnement requise
10 pour la première année du plan d'approvisionnement, incluant la stratégie mise en place dans le
11 cadre du renouvellement des contrats de transport de Gaz Métro. Les autres sections
12 présentent les structures requises sur l'horizon du plan triennal et selon les différents
13 scénarios : base, favorable et défavorable.

14 Le plan d'approvisionnement présenté dans cette section est établi en incluant les différents
15 éléments relatifs au traitement des ventes de GNL à Gaz Métro Solutions Transport. Le détail
16 de ce traitement est abordé spécifiquement à la pièce Gaz Métro-4, Document 3.

17 Les outils déjà sous contrat permettent de répondre à la demande et amènent même Gaz Métro
18 à décontracter des capacités de transport auprès de TCPL pour l'année 2012. Toutefois, des
19 achats de transport sont requis sous le scénario de base ainsi que sous le scénario favorable
20 du plan triennal. Une partie de ces achats découlent des outils de remplacement requis suite à
21 la réduction de la capacité d'entreposage de l'usine LSR disponible à l'activité réglementée.
22 Sous le scénario défavorable, des ventes de capacité de transport excédentaire sont prévues.

23 **9.1. Planification pour l'année 2011-2012**

24 **9.1.1. Demande et sources d'approvisionnement gazier**

25 La pièce Gaz Métro-4, Document 7 présente la planification annuelle pour l'année 2012.

26 **Hiver**

27 La demande totale s'élève à 3 187 10⁶m³ pour la période d'hiver. L'approvisionnement
28 pour répondre à la demande totale avant interruption se chiffre à 2 997 10⁶m³, incluant

1 les retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption de $190 \cdot 10^6 \text{m}^3$ est requis pour
2 répondre à la demande d'hiver.

3 **Été**

4 Durant l'été, la demande totale prévue s'élève à $2\,803 \cdot 10^6 \text{m}^3$. L'approvisionnement défini
5 pour répondre à cette demande considère les différentes capacités de transport
6 disponibles, les volumes d'achat de gaz naturel à Dawn ainsi que les retraits des sites
7 d'entreposage.

8 Étant donné les capacités de transport FTLH décontractées au cours des dernières
9 années, les achats à Dawn prévus sur la période d'été représentent plus de 40 % des
10 achats totaux à Dawn. De plus, la capacité de transport FTLH ne suffit plus à répondre à
11 la demande dans le territoire de Gaz Métro en été. Gaz Métro prévoit donc utiliser une
12 partie de ses capacités de transport FTSH. Ainsi, les achats à Dawn prévus en été ne
13 serviront donc pas uniquement à la demande d'injection chez Union Gas, mais
14 également à la demande de la clientèle dans le territoire de Gaz Métro.

15 Il est à noter qu'une capacité de transport FTLH de $2 \cdot 10^6 \text{m}^3$ non utilisée est observée en
16 période d'été, aux mois de juillet et septembre 2012. Étant donné que la structure
17 d'approvisionnement requiert des achats à Dawn en été, il devrait n'y avoir que très peu
18 de capacités excédentaires de transport FTLH. En effet, d'un point de vue opérationnel,
19 Gaz Métro utilisera la totalité de son transport FTLH et modulera les achats « spot » à
20 Dawn, le cas échéant. Les capacités excédentaires observées au plan 2012 sont plus
21 une résultante d'une planification « macro » établie mensuellement.

22 Au niveau des quantités prévues de retrait et d'injection à l'usine LSR pour l'année
23 2012, celles-ci sont différentes des années antérieures principalement en raison de
24 travaux de réfection qui y sont effectués. À cet effet, une demande d'approbation d'un
25 projet visant la mise à niveau des réservoirs de gaz naturel liquéfié de l'usine LSR a été
26 déposée à la Régie en avril 2010 (R-3729-2010) et approuvée par la décision
27 D-2010-068. De façon plus spécifique, cette réfection entraîne les mouvements suivants
28 à l'usine LSR :

- 29 • En février 2011, un réservoir a été complètement vidé;

- 1 • Le cycle de liquéfaction est prévu débuter au mois d'août 2011 pour le réservoir
2 non vidé et devrait se poursuivre jusqu'à la mi-décembre 2012 pour compléter le
3 remplissage des deux réservoirs afin de faire face à l'hiver. Ceci se répercute par
4 des injections sur la période d'hiver qui augmente la demande totale des
5 besoins;
- 6 • En février 2012, le second réservoir sera à son tour vidé pour fins de réfection;
- 7 • Le cycle de liquéfaction est prévu débuter au mois d'août 2012 pour le réservoir
8 non vidé et se poursuivra jusqu'à la mi-décembre 2013 pour compléter le
9 remplissage des deux réservoirs.

10 La structure d'approvisionnement tient compte de ces mouvements à l'usine LSR et
11 entraîne donc une baisse des achats à Dawn sur la période de l'hiver, mais une hausse
12 de la demande lors de l'injection. Donc principalement un déplacement dans le temps
13 des achats totaux. Ces travaux ont donc des répercussions sur les sources
14 d'approvisionnement des années financières 2011 (année en cours), 2012 et 2013.

15 **9.1.2. Journée de pointe**

16 Dans la décision D-2009-156, la Régie approuvait la méthode suivante d'évaluation de
17 la journée de pointe :

18 **Établissement de la journée de pointe**

19 La combinaison représentant la journée de pointe estimée historique des 20 dernières
20 années pour la demande continue est identifiée en appliquant

- 21 • les facteurs de la régression linéaire considérant les facteurs calorifiques (DJ_t et
22 DJ_{t-1}), le facteur croisé de la température et du vent ($DJ \times V$) et le facteur de base
23 maximal journalier et mensuel, sous la base de référence 13°C, en fonction des
24 volumes quotidiens réels de la clientèle aux tarifs D_1 et D_M observés du
25 1^{er} novembre 2009 au 31 mars 2010 - un facteur d'ajustement est appliqué afin de
26 refléter la demande D_1 de la Cause tarifaire 2012; le facteur de base est majoré
27 pour considérer les volumes quotidiens de la clientèle aux tarifs D_3 et D_4 ;
- 28 • aux combinaisons « degrés-jours et vent » réels réchauffés des 20 dernières
29 années, évalués en base 13°C.

1 Le Tableau 23 présente les résultats de la régression ainsi que les combinaisons des
2 cinq journées historiquement les plus froides des 20 dernières années; la journée du
3 15 janvier 2004 est identifiée comme la journée de pointe historique avec une valeur de
4 27 489 10³m³.

1 Tableau 23

Élément	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation – 5 jours les plus froids Base 13 et températures réchauffées				
		15-01-04	15-01-94	06-02-95	14-01-04	16-01-94
Date		15-01-04	15-01-94	06-02-95	14-01-04	16-01-94
Base (10 ³ m ³ /jour)	10 008,43					
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	300,08	36,88	40,05	39,52	37,33	36,93
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	104,58	39,52	26,41	35,23	40,05	33,49
DJ x V (10 ³ m ³ / DJxkm/h)	1,79	1 272,40	1 119,47	477,01	562,75	984,50
Volume projeté (10³m³)		27 489	26 795	26 407	26 407	26 358

2

9.1.3. Évaluation du volume pour une journée à 39 DJ

Dans sa décision D-2010-144, la Régie demande à Gaz Métro de présenter la prévision de la demande continue pour une journée ayant 39 DJ, en base 13, et des conditions moyennes de vent à cette température.

L'étude des données météorologiques des 20 dernières années démontre qu'au cours de cette période, une seule journée répond au critère d'une température arrondie de 39 DJ en base 13. La vitesse du vent pour cette journée est de 5,23 km/h.

L'historique sur les 20 dernières années des vitesses du vent lorsqu'il y a 30 DJ et plus, montre que les valeurs moyennes du vent sont nettement plus élevées que 5 km/h avec une moyenne de 15 km/h, telles qu'illustrées au Tableau 24. Gaz Métro propose d'utiliser cette vitesse de vent dans le calcul du volume pour une journée à 39 DJ.

Tableau 24

DJ arrondis base 13	Nombre de jours (Occurrence)	Vent moyen Km/h
30	52	14,38
31	36	15,23
32	43	15,72
33	24	13,45
34	28	14,47
35	11	14,62
36	13	13,66
37	11	18,76
38	5	15,06
39	1	5,23
40	2	8,56
41	2	17,92
Moyenne		14,82

Afin de compléter le calcul d'un volume quotidien tel que demandé par la Régie, l'évaluation d'une température moyenne du facteur DJ_{t-1} est requise puisque ce facteur

1 fait également partie de la régression servant à évaluer la demande en journée de
2 pointe.

3 En utilisant les données historiques des 20 journées les plus froides, le DJ_t moyen est de
4 37 DJ et le DJ_{t-1} moyen est de 35 DJ, soit 2 DJ de moins. Gaz Métro propose de fixer le
5 DJ_{t-1} à 37 DJ, 2 DJ de moins que la référence DJ_t de 39.

6 Le tableau suivant présente la projection de volume pour une journée comportant 39 DJ,
7 37 DJ pour le jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres
8 de la régression utilisée dans le calcul de la journée de pointe :

9 **Tableau 25**

Facteurs	Paramètres de régression 10^3m^3	Paramètres d'évaluation	Volume 10^3m^3
Base	10 008		10 008
DJ	300,05	39	11 702
DJt-1	104,58	37	3 869
DJ x Vent	1,79	585	1 047
Volume projeté			26 626

10
11 **9.1.4. Débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême**

12 Certaines situations potentielles en cours d'hiver entraînent une incertitude sur la
13 demande à approvisionner, telles que :

- 14 • la variabilité de la demande continue et interruptible;
- 15 • l'incertitude des prévisions météorologiques; et
- 16 • les conséquences de la gestion des interruptions et des pratiques commerciales de
17 Gaz Métro, incluant le respect de la garantie de service au volet B.

18 Ces éléments ne peuvent être quantifiés pour permettre une évaluation précise des
19 outils requis pour couvrir l'hiver extrême. Pour sécuriser les approvisionnements face à

1 l'occurrence de ces situations, Gaz Métro s'assure de détenir les outils pour répondre à
2 l'hiver extrême.

3 Dans la décision D-2009-156, la Régie approuvait la méthode d'évaluation suivante pour
4 l'hiver extrême :

5 **Identification de l'hiver extrême**

6 L'hiver historique le plus froid des 20 dernières années est identifié en appliquant :

- 7 • les facteurs de la régression linéaire obtenus pour l'établissement de la journée de
8 pointe de la demande continue;
- 9 • aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffés des 20 dernières années,
10 évalués en base 13°C.

11 Le Tableau 26 présente les volumes projetés reliés à la température de la clientèle
12 continue (D_1 et D_M) pour les cinq hivers historiquement les plus froids; l'hiver 1993-1994
13 est identifié comme l'hiver historique extrême des 20 dernières années.

14 **Tableau 26**

Année	Volumes projetés 10³m³
1993-1994	1 381 420
2002-2003	1 346 714
1995-1996	1 336 285
1991-1992	1 306 536
2003-2004	1 292 652

15
16 **Établissement de la demande pour l'hiver extrême**

17 La demande saisonnière de l'hiver extrême est établie en appliquant

- 18 • les mêmes facteurs de régression linéaire que ceux prévus au plan soit :
 - 19 ➤ les facteurs calorifiques (DJ_t et DJ_{t-1}), le facteur croisé de la température et du
20 vent ($DJ_t \times V$), sous la base de référence 13°C, pour la clientèle continue; et

1 ➤ le facteur calorifique (DJ_t , sous la base de référence 13°C, pour la clientèle aux
2 tarifs D_5 ;

3 • aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffées de l'hiver extrême des 20
4 dernières années (1993-1994).

5 Considérant les degrés-jours de l'hiver 1993-1994 réchauffés, la demande saisonnière
6 de l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint
7 concurrence, s'élève à $3\,256\,10^6\text{m}^3$.

8 **Établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême**

9 Les outils d'approvisionnement pour répondre à l'hiver extrême sont établis de façon à
10 répondre à la totalité de la demande, et ce pour chacune des journées de l'hiver
11 extrême, considérant les outils contractés par Gaz Métro, l'effritement des outils dans
12 son territoire (PdL et LSR) et le nombre maximum de jours d'interruption prévu aux
13 *Conditions de service et Tarif*.

14 Il est à noter que la capacité de l'usine LSR utilisée dans l'évaluation est réduite de la
15 capacité réservée aux ventes GNL.

16 Pour la Cause tarifaire 2011-2012, le débit quotidien requis pour répondre à la demande
17 en hiver extrême est de $27\,757\,10^3\text{m}^3$.

18 **9.1.5. Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2012**

19 Dans sa décision D-2009-156, la Régie approuvait que le débit quotidien des outils
20 d'approvisionnement pour sécuriser le plan d'approvisionnement soit fixé à la valeur
21 maximale entre :

- 22 • la journée de pointe de la demande continue, soit $27\,489\,10^3\text{m}^3$ évaluée à la
23 section 9.1.2; et
- 24 • les outils quotidiens d'approvisionnement requis pour répondre à demande
25 saisonnière de l'hiver extrême, soit $27\,757\,10^3\text{m}^3$ évalués à la section 9.1.3.

26 Gaz Métro doit détenir un débit quotidien d'approvisionnement de $27\,757\,10^3\text{m}^3$ pour
27 l'année 2011-2012.

28 Le tableau 26 répertorie les différents outils d'approvisionnement disponibles, la
29 moyenne de leur débit journalier respectif pour les mois de décembre 2011, janvier et

1 février 2012, ainsi que la capacité de transport qui doit être contractée comme outil de
2 remplacement à la diminution de la capacité disponible à l'usine LSR.

3 **Tableau 27**

Sources	10 ³ m ³ /jour
FTLH primaire	5 849
FTLH secondaire (cessions d'optimisation)	660
Transport par échange	1 031
Réception en territoire de Gaz Métro	26
Transport fourni par les clients	1 672
FTSH (Dawn / GMi EDA)	2 903
FTSH (Parkway / GMi EDA)	1 715
STS (Parkway / GMi EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	1 188
St-Flavien	1 289
Usine LSR	5 692
Sous total approvisionnements	----- 27 731
Achat / (Vente) de transport	26
Total approvisionnements après achat / (vente) de transport	27 757

4

5 Le débit du transport FTLH primaire tient compte de la capacité qui n'a pas été
6 renouvelée auprès de TCPL au 1^{er} novembre 2011 (1 866 10³m³/jour) ainsi que des
7 variations relatives aux cessions de transport des clients fournissant leur propre service
8 de transport.

9 Pour fins d'illustration en m³, un facteur de conversion de 37,89 MJ/m³ pour le pouvoir
10 calorifique a été utilisé pour les outils d'entreposage Pointe-du-Lac (PdL), St-Flavien et
11 l'usine LSR alors que dans les faits, un pouvoir calorifique de 37,52 MJ/m³ s'applique.

1 Par exemple, le débit contractuel de PdL est de 1 200 10³m³/jour. Le facteur de
2 conversion en gigajoule est de 37,52 MJ/m³, amenant ainsi le débit à 45 024 GJ/jour. Le
3 plan d'approvisionnement est établi sur une base de gigajoule et lorsqu'on présente
4 l'information en m³ à la cause tarifaire, il devient requis d'utiliser un pouvoir calorifique
5 équivalent pour l'ensemble des éléments afin de maintenir l'exactitude des calculs, d'où
6 l'utilisation du facteur de conversion de 37,89 MJ/m³. Ainsi, le débit contractuel de PdL
7 présenté ci-dessus est de 1 188 10³m³/jour.

8 Outils de transport requis

9 Le total des approvisionnements requis pour l'année 2012 s'élève à 27 757 10³m³/jour. À
10 cet effet, Gaz Métro a prévu au plan d'approvisionnement 2012 des achats pour une
11 capacité totale de 26 10³m³/jour sur les 152 jours d'hiver. Cet achat est requis afin de
12 remplacer la diminution de la capacité d'entreposage de l'usine LSR résultant des
13 ventes de GNL prévues à Gaz Métro Solution Transport. Veuillez vous référer à la pièce
14 Gaz Métro-4, Document 3 pour les détails relatifs aux ventes de GNL.

15 La provision additionnelle à la journée de pointe est établie comme suit :

16 **Tableau 28**

	10 ³ m ³ /jour
Total approvisionnements avant achat	27 731
Achat de transport	+ 26
Total approvisionnements après achat	----- 27 757
Journée de pointe 2012	27 489
Provision additionnelle	----- 268
% du total des approvisionnements	0,97 %

18 **9.1.6. Stratégie de renouvellement des transports FTLH et FTSH et analyse de** 19 **rentabilité**

20 La présente section a pour but de présenter une analyse de rentabilité quant à la
21 structure d'approvisionnement qui a été définie pour l'année 2011-2012.

1 Pour l'année 2012, Gaz Métro détient 7 714 10³m³ de capacité de transport FTLH entre
 2 Empress et GMi EDA auprès de TCPL au 1^{er} octobre 2010. Gaz Métro n'a pas
 3 renouvelé une capacité de 1 866 10³m³/jour de transport FTLH au 1^{er} novembre 2011.
 4 Cette capacité décontractée se divise comme suit :

- 5 • 71 10³m³ remplacés par des livraisons dans le territoire de Gaz Métro par les
 6 clients; et
- 7 • 1 795 10³m³ correspondant à la capacité excédentaire aux besoins pour
 8 répondre à la journée de pointe et aux besoins de l'hiver extrême.

9 La capacité de 71 10³m³, ayant été remplacée par d'autres sources, doit être
 10 décontractée auprès de TCPL. Il reste alors 7 643 10³m³/jour de capacité FTLH
 11 contractée (7 714 - 71).

12 En fonction des règles approuvées par la Régie, Gaz Métro devait libérer
 13 1 795 10³m³/jour de capacité de transport en ventes *a priori* ou non-renouvellement
 14 auprès de TCPL pour la Cause tarifaire 2012. Gaz Métro a décidé de décontracter cette
 15 capacité sur le tronçon de FTLH. Le processus décisionnel suivant a été appliqué :

- 16 • Les capacités excédentaires sous les scénarios de base et favorable, considérant la
 17 demande projetée excluant les ventes de GNL, avant le non-renouvellement de
 18 FTLH de 1 795 10³m³/jour, pour les trois années du plan d'approvisionnement sont
 19 les suivantes :

20 **Tableau 29**

Scénario	2012 10 ³ m ³ /jour	2013 10 ³ m ³ /jour	2014 10 ³ m ³ /jour
Base	1 795	1 715	1 768
Favorable	818	897	396

21

22 Un non-renouvellement de capacité à TCPL pour une valeur minimale de 396 10³m³
 23 permettrait à Gaz Métro de détenir les approvisionnements pour répondre à une
 24 demande potentielle favorable en 2014 et toute demande intermédiaire.

25 Ainsi la capacité quotidienne à décontracter se situe entre 396 10³m³ et 1 795 10³m³.

1 • Si la quantité de 1 795 10³m³ est décontractée auprès de TCPL plutôt que d'être
2 vendue sur le marché secondaire et que l'un des scénarios, autre que le scénario de
3 base, se réalise, Gaz Métro devra alors se procurer des capacités de transport pour
4 la clientèle réglementée pour des quantités variant entre 79 10³m³/jour à
5 1 399 10³m³/jour. Considérant le contexte gazier actuel et la capacité qu'elle-même
6 libère auprès de TCPL, Gaz Métro croit qu'elle sera en mesure de se procurer le
7 transport additionnel requis. Ce constat lui permet de décontracter auprès de TCPL
8 la quantité totale de 1 795 10³m³/jour.

9 • À la cause tarifaire 2011, Gaz Métro avait établi le niveau de transport FTLH à
10 décontracter ou vendre sur le marché secondaire en considérant la conservation
11 d'une quantité de transport FTLH afin d'être en mesure de transporter la fourniture
12 de gaz qu'elle achète pour les clients desservis par le distributeur et la fourniture
13 qu'elle reçoit des clients en achat direct (avec ou sans transfert de propriété)
14 directement à Empress, en plus de conserver une marge additionnelle pour faire
15 face aux fluctuations de nomination que cette clientèle requerrait.

16 Dans sa décision, la Régie a rejeté la demande de Gaz Métro, jugeant qu'il n'était
17 pas nécessaire de garder du transport FTLH pour répondre à la croissance de
18 consommation des clients en achat direct dans le cas où elle se matérialiserait. Elle
19 précisait que cette demande était considérée dans la projection de la demande du
20 scénario favorable. Gaz Métro tient ici à préciser que la structure
21 d'approvisionnement de la cause tarifaire est établie de façon à répondre à la
22 demande du scénario de base, Gaz Métro ne détient donc pas les outils pour
23 répondre à une demande si le scénario favorable se concrétisait. Ainsi, le besoin de
24 pouvoir répondre à une fluctuation des nominations de la clientèle en achat direct en
25 cours d'année demeure bien présent.

26 Toutefois, considérant la décision de la Régie, le contexte gazier actuel et la
27 capacité qu'elle-même libère auprès de TCPL, Gaz Métro croit qu'elle sera en
28 mesure de se procurer le transport additionnel requis entre Empress et GMI EDA si
29 les nominations de la clientèle en achat direct devaient excéder les capacités de
30 transport détenues par Gaz Métro.

1 Pour compléter l'analyse, la pièce Gaz Métro-4, Document 13 présente un plan
2 d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour les trois années du plan en
3 fonction de la structure retenue pour l'année 2012 et de deux scénarios :

4 1. Non-renouvellement d'une capacité de 1 866 10³m³/jour de transport FTLH effectif
5 dès le 1^{er} novembre 2011 (structure retenue au plan d'approvisionnement 2012-
6 2014). Le plan d'approvisionnement est établi selon les actions suivantes :

7 ➤ 2012 : Achat de FTSH de 26 10³m³ sur l'hiver

8 ➤ 2013 : Achat de FTSH de 211 10³m³ sur l'hiver

9 ➤ 2014 : Achat de FTSH de 106 10³m³ sur l'hiver

10 2. Non-renouvellement d'une capacité de 1 787 10³m³/jour de transport FTLH effectif
11 dès le 1^{er} novembre 2011 et vente de l'excédent de transport en FTLH ou achat des
12 besoins additionnels en transport FTSH, le cas échéant. Ce scénario suppose que
13 Gaz Métro conserve les outils pour pouvoir répondre au scénario de base de 2013
14 excluant les ventes de GNL. Le plan d'approvisionnement est établi selon les actions
15 suivantes :

16 ➤ 2012 : Vente de FTLH de 79 10³m³ sur l'hiver et maintien de l'achat de FTSH
17 de 26 10³m³ sur l'hiver suite aux ventes de GNL

18 ➤ 2013 : Achat de FTSH de 132 10³m³ sur l'hiver

19 ➤ 2014 : Achat de FTSH de 26 10³m³ sur l'hiver

20 3. Non-renouvellement d'une capacité de 889 10³m³/jour de transport FTLH effectif dès
21 le 1^{er} novembre 2011 et vente de l'excédent de transport sur le marché secondaire
22 en transport FTLH. Ce scénario suppose que Gaz Métro conserve les outils pour
23 pouvoir répondre au scénario favorable de 2012 excluant les ventes de GNL. Ce
24 scénario est équivalent à la structure d'approvisionnement qui a été développée et
25 approuvée par la Régie pour la Cause tarifaire 2011. Le plan d'approvisionnement
26 est établi selon les actions suivantes :

27 ➤ 2012 : Vente de FTLH de 976 10³m³ sur l'année et maintien de l'achat de
28 FTSH de 26 10³m³ sur l'hiver suite aux ventes de GNL

29 ➤ 2013 : Vente de FTLH de 765 10³m³ sur l'année

1 ➤ 2014 : Vente de FTLH de 871 10³m³ sur l'année

2 Cette analyse consiste en une comparaison des plans d'approvisionnement résultant de
3 la stratégie de renouvellement sous chacun des scénarios, accompagnée d'une
4 comparaison des coûts de fourniture, compression, transport et équilibrage de ces plans
5 d'approvisionnement.

6 Impact sur le plan d'approvisionnement

7 La première partie de la pièce Gaz Métro-4, Document 13 (lignes 1 à 25) reprend les
8 grandes lignes de présentation du plan d'approvisionnement, soit : la demande, les
9 outils d'approvisionnement et le débit quotidien d'approvisionnement requis.

10 Les scénarios 2 et 3 amènent une utilisation plus élevée des capacités de transport
11 FTLH et en conséquence une baisse des achats à Dawn.

12 Impact sur les coûts d'approvisionnement

13 La seconde partie de la pièce Gaz Métro-4, Document 13 (lignes 26 à 40) présente un
14 estimé des coûts de ces plans d'approvisionnement. Afin de quantifier ces coûts, les
15 hypothèses suivantes ont été utilisées :

- 16 • les prix saisonniers de fourniture, tels que présentés à la section 1.1 du présent
17 document, afin de quantifier la modulation différente des achats de fourniture sur
18 l'année;
- 19 • une évaluation des prix des transactions d'achats à Dawn et prix de revente ou
20 d'achat de transport FTLH *a priori* pour chacune des années du plan auprès de
21 tierces parties;
- 22 • le maintien des prix de revente de la capacité de transport FTLH non utilisé en été
23 de 0,65 \$/GJ pour la capacité excédentaire observée en octobre et de 0,69 \$/GJ
24 pour celle observée de avril à septembre, tels que présentés à la pièce Gaz Métro-4,
25 Document 2.

26 Il est à noter que cette évaluation est sommaire et ne peut se comparer directement au
27 coût de service de la Cause tarifaire 2012. L'analyse fait également abstraction de la
28 répartition des achats de fourniture entre les différents services de fourniture de

1 Gaz Métro et du client. Cette simplification n'a pas d'impact sur le résultat de l'analyse
2 puisque c'est la variation et non le niveau du coût global qui est pertinent.

3 La différence entre les scénarios 1 et 2 correspond à l'impact financier de conserver la
4 capacité requise au scénario de base de l'année 2013 et la vendre sur le marché
5 secondaire plutôt que décontracter la totalité de la capacité de transport FTLH identifiée
6 pour 2012 auprès de TCPL. Ainsi, les coûts sont entre 0,8 M\$ et 1,4 M\$ moins élevés
7 avec un non-renouvellement de TCPL (structure retenue) étant donné l'économie totale
8 du tarif de TCPL comparativement à une vente sur le marché secondaire qui ne
9 récupère qu'une partie des coûts fixes.

10 La comparaison entre les scénarios 1 et 3 est similaire mais avec des valeurs plus
11 importantes (entre 10,0 M\$ et 18,4 M\$) étant donné la capacité plus importante vendue
12 sur le marché secondaire qui ne récupèrent qu'une partie des coûts fixes.

13 La structure qui a été retenue pour l'année 2012 amène donc des coûts qui sont
14 inférieurs aux deux autres scénarios qui auraient pu être choisis afin de s'assurer que
15 Gaz Métro détient la capacité de transport pour répondre à la demande de base et
16 même favorable sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Les scénarios 2 ou 3 n'ont
17 pas été retenus considérant le contexte actuel du marché gazier où, selon l'avis de
18 Gaz Métro, elle sera en mesure de se procurer le transport additionnel requis entre
19 Enpress et GMi EDA si les demandes projetées se concrétisaient.

20 **9.1.7. Renouvellement des transports M12 et C1**

21 Dans la décision D-2010-144, La Régie demande à Gaz Métro de diminuer, dès que
22 possible, ses capacités de transport C1 et M12 (sections 4.1.5.1 et 4.5.1.2 de la
23 décision).

24 Gaz Métro détient des contrats de transport M12 et C1 auprès de Union Gas qui sont,
25 en grande partie, renouvelables annuellement. Un avis de deux ans doit être donné pour
26 un non-renouvellement en partie ou en totalité pour chaque contrat. La présente
27 section présente l'évaluation que Gaz Métro a effectuée pour chacun des segments.

28 Il est à noter que Gaz Métro doit demeurer prudente dans la gestion de ses capacités de
29 transport entre Dawn, Parkway et GMi EDA. Tout d'abord, il y a les modifications
30 importantes amenées à la structure d'approvisionnement depuis 2011. Les étés 2011 et

1 2012 permettront de mieux cibler les impacts sur les capacités de transports C1 et
2 d'ajuster les besoins en conséquence pour le prochain renouvellement (avril 2014).

3 Il faut également considérer le fait que le contexte gazier actuellement en effervescence
4 dans le nord-est de l'Amérique du Nord et la venue potentielle de nouvelles sources
5 d'approvisionnement directement dans le territoire de Gaz Métro entraîneront
6 possiblement des modifications à la stratégie d'approvisionnement de Gaz Métro et
7 dans ses besoins de capacités de transport.

8 M12 – Tronçon Dawn vers Parkway

9 Tel que présenté à la section 7.1, Gaz Métro vise à se rapprocher de son territoire et
10 favoriser ainsi des achats de fourniture à Dawn. Le transport M12 est un tronçon
11 prérequis, permettant d'amener le gaz naturel de Dawn vers Parkway où il sera alors
12 transporté vers le territoire de Gaz Métro via le réseau de TCPL, soit en utilisant le STS
13 ou le SH - Parkway-GMi EDA.

14 Sur le réseau de TCPL, Gaz Métro détient une capacité quotidienne totale de
15 7 421 10³m³ entre Parkway et GMi EDA. À cette quantité s'ajoute le gaz de compression
16 requis pour transporter le gaz sur ce tronçon; considérant un ratio de 1,3 %, soit le ratio
17 maximal des cinq dernières années, le gaz de compression représente 97 10³m³/jour. La
18 quantité totale de gaz naturel qui doit donc être transportée vers Parkway est estimée à
19 7 512 10³m³/jour.

20 Gaz Métro détient des contrats M12 pour une capacité totale de 7 575 10³m³/jour
21 (287 000 GJ/jour). Afin de respecter la décision D-2010-144 de la Régie, Gaz Métro
22 renouvellera au 1^{er} avril 2013 une capacité de 7 522 10³m³/jour (285 000 GJ/jour).
23 Considérant le tarif de Union Gas de 2,905 \$/10³m³ pour les contrats de M12, le non-
24 renouvellement représente une baisse de coûts de 56 000 \$ par année.

25 C1 – Tronçon Parkway vers Dawn

26 Le transport C1 est un tronçon allant de Parkway vers Dawn qui permet de transporter le
27 gaz provenant de Empress et dirigé vers Parkway sur le tronçon de TCPL, plutôt que
28 vers GMi EDA, afin d'être injecté au site d'entreposage de Union Gas. La capacité totale
29 détenue auprès de Union Gas est de 4 485 10³m³/jour, diminuant à 4 074 10³m³/jour
30 (154 357 GJ/jour) au 1^{er} avril 2012 suite au non-renouvellement d'un contrat l'an passé.
31 Il est à noter qu'un avis de renouvellement de deux ans est fixé pour ces contrats.

1 Étant donné la relation entre les capacités de transport FTLH et le C1, une baisse des
2 capacités de transport FTLH devrait entraîner une baisse des capacités requises de C1.

3 L'analyse des besoins de C1 passe par une comparaison des capacités de transport
4 disponibles vers GMi EDA (ou Parkway) en été et la demande minimale dans le territoire
5 de Gaz Métro. La différence doit être alors redirigée vers Dawn.

6 Le tableau suivant détaille cette comparaison.

7 **Tableau 30**

Sources	10 ³ m ³ /jour
FTLH primaire	5 849
FTLH secondaire (cessions d'optimisation)	660
Réception en territoire de Gaz Métro	26
Transport fourni par les clients	1 672
Approvisionnements dans le territoire	8 207
Demande minimale été 2010	6 545
Approvisionnements à rediriger vers Parkway	1 662

8
9 Ainsi, selon cette base d'évaluation, Gaz Métro a besoin d'un minimum de
10 1 662 10³m³/jour de capacité de transport C1.

11 Un autre aspect où la capacité de transport C1 est importante est la gestion « intra
12 quotidienne ». Dans le cours de sa gestion opérationnelle, Gaz Métro peut se retrouver
13 dans une situation où la demande réelle observée en cours de journée est inférieure à
14 celle initialement prévue. En été, une seule option est possible pour disposer du gaz
15 naturel : le retourner vers Dawn pour fins d'injection. Pour pouvoir agir, Gaz Métro doit
16 utiliser du transport C1 entre Parkway et Dawn.

Le tableau suivant présente les occurrences où Gaz Métro a eu, en cours de journée, à injecter des quantités additionnelles, considérant les différentes fenêtres de nomination disponibles.

Tableau 31

Variations des nominations (10 ³ m ³)	2007-2008		2008-2009		2009-2010	
	Occurrence	%	Occurrence	%	Occurrence	%
x = 0	1 096	79,1%	1 187	80,4%	1 191	80,6%
0 < x <= 660	205	14,8%	246	16,7%	224	15,2%
660 < x <= 1 320	71	5,1%	32	2,2%	49	3,3%
1 320 < x <= 1 979	11	0,8%	7	0,5%	11	0,7%
1 979 < x <= 2 639	3	0,2%	4	0,3%	2	0,1%
2 639 < x <= 3 959	0	0,0%	1	0,1%	0	0,0%
x > 3 959	0	0,0%	0	0,0%	0	0,0%
Nombre total de variations	1 386		1 477		1 477	
Variation maximale (10 ³ m ³)	2 634		2 942		2 024	

Les besoins de C1 pour permettre la gestion opérationnelle « intra quotidienne » peuvent donc représenter jusqu'à 2 942 10³m³/jour.

En fonction de ces résultats, Gaz Métro a réduit ses capacités de transport C1 à 2 639 10³m³/jour (100 000 GJ/jour) et ce à compter du 1^{er} avril 2013, étant donné le préavis contractuel de deux ans. Cela représente une réduction de ses capacités de transport C1 de près du tiers. Sur une base annuelle, et en fonction des tarifs présentement en vigueur, cette baisse de capacité représentera une baisse de coûts de 355 000 \$.

9.1.8. Coefficient d'utilisation FTLH

Le coefficient d'utilisation du transport FTLH (Empress-GMi EDA) anticipé pour l'année 2011-2012 est de 99,9 %. La capacité de transport FTLH non utilisée qui sera à vendre pour l'été 2011-2012 s'élève à 2 10⁶m³.

Il s'agit ici d'un facteur théorique. En effet, tel que mentionné à la section 9.1.1, d'un point de vue opérationnel, le transport FTLH devrait être utilisé à 100 %. Les achats « spot » à Dawn seront alors modulés afin de répondre à la demande estivale.

1 **9.2. Plan d'approvisionnement 2012-2014 – scénarios de base, favorable et**
2 **défavorable**

3 **9.2.1. Fourniture de gaz naturel**

4 Gaz Métro prévoit acheter directement à Dawn des volumes similaires de gaz naturel
5 pour les années 2012 à 2014. Ces valeurs sont présentées à la pièce Gaz Métro-4,
6 Document 8, ligne 18, colonnes 6 et 9. Tel que mentionné à la section 8.1 du présent
7 document, certains achats à Dawn ont été contractés pour une durée de trois ans
8 couvrant ainsi une portion des achats prévus pour 2013 et 2014.

9 **9.2.2. Transport**

10 Les outils déjà contractés ne permettent pas de répondre à la demande globale de gaz
11 naturel des scénarios de base pour les années 2013 et 2014. Ainsi, Gaz Métro prévoit
12 effectuer des achats de capacité de transport. Aux lignes 31 à 47 de la pièce
13 Gaz Métro-4, Document 8, les débits quotidiens envisagés pour les segments de
14 transport qui composent le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour la période
15 concernée sont détaillés. Les achats projetés de transport sont indiqués à la ligne 44.
16 Pour les scénarios des années 2013 et 2014, la structure d'approvisionnement est
17 présentée en considérant soit un achat de FTSH ou FTLH. La variation des
18 approvisionnements entre les deux approches est observée principalement sur les
19 éléments « FTLH (primaire & secondaire) » et « achats à Dawn ».

20 Rappelons que la capacité de transport FTLH a été réduite de 1 866 10³m³/jour à
21 compter du 1^{er} novembre 2011 résultant du non-renouvellement de cette capacité
22 auprès de TCPL (ligne 31).

23 **9.2.3. Équilibrage**

24 Gaz Métro prévoit maintenir sa capacité d'entreposage pour les années 2013 et 2014.
25 Le détail des volumes éventuellement entreposés par Gaz Métro pour les périodes
26 concernées se retrouve à la pièce Gaz Métro-4, Document 8, lignes 23 à 27.

27 **9.3. Impact de la température**

28 Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, l'écart annuel total maximum bas et haut
29 observé entre les degrés-jours réels réchauffés des 20 dernières années et les degrés-jours

1 normaux pour l'année tarifaire 2012, évalués en base 13, est utilisé. Ces écarts sont de
2 -14,9 % pour une année chaude et +13,5 % pour une année froide. Les variations
3 potentielles de demande engendrées par ces écarts de température sont illustrées au
4 tableau de la pièce Gaz Métro-4, Document 9.

5 Les impacts de ces variations sur les structures d'approvisionnement des scénarios de base
6 pour les trois années du plan sont exposés à la pièce Gaz Métro-4, Document 10. La
7 majorité des variations de la demande dues à la température se répercute par une variation
8 des interruptions et des achats à Dawn résultant de la modulation de la demande.

9 **9.4. Scénario favorable**

10 La pièce Gaz Métro-4, Document 11 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon
11 de trois ans dans le cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du
12 scénario favorable présenté à la section 5.2.

13 Pour les trois années du plan d'approvisionnement, des achats de capacité de transport
14 seraient requis (ligne 44 du document). Le plan d'approvisionnement est établi en
15 considérant un achat de transport FTLH sur la période de l'hiver.

16 **9.5. Scénario défavorable**

17 La pièce Gaz Métro-4, Document 12 présente les plages de valeurs pour le scénario
18 d'approvisionnement dans le cas où les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au
19 niveau du scénario défavorable présenté à la section 5.3.

20 Pour les trois années du plan d'approvisionnement, les outils déjà disponibles, combinés à
21 une vente de transport, permettent de répondre à la demande.

22 Les scénarios pour chaque année sont présentés en considérant une vente de transport
23 FTLH de novembre à septembre, sans considération des contraintes qui pourraient limiter la
24 vente de FTLH.

25 **9.6. Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement**

26 Dans l'éventualité où un fournisseur ferait défaut de livrer le gaz qu'il s'était engagé à livrer,
27 Gaz Métro devrait se procurer du gaz de remplacement auprès d'autres fournisseurs actifs
28 dans le marché. Le gaz de remplacement ainsi trouvé pourrait cependant devoir être acheté
29 à un prix supérieur au prix convenu avec le fournisseur initial. Les ententes en place

1 prévoient toutefois que le fournisseur fautif doit indemniser Gaz Métro pour les coûts
2 additionnels encourus pour l'acquisition de gaz de remplacement.

3 La liquidité des marchés fait en sorte qu'il est presque toujours possible de trouver du gaz
4 de remplacement. Le prix auquel le gaz de remplacement serait disponible dans le marché
5 peut cependant être influencé par la liquidité des sources d'approvisionnement au moment
6 de l'achat.

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

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