

PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
HORIZON 2015-2018

T A B L E D E S M A T I È R E S

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE	5
SOMMAIRE	8
1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER.....	15
1.1. Contexte.....	15
1.2. L'évolution de développement du gaz de shale.....	16
1.3. La production gazière aux États-Unis.....	17
1.4. La situation au Canada	19
1.5. Le carrefour d'échange de Dawn.....	25
1.6. Prix du gaz naturel.....	27
1.7. En résumé.....	32
1.8. Références.....	32
2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE.....	33
2.1. Hypothèses économiques.....	33
2.2. Hypothèses énergétiques	34
3. SITUATION CONCURRENTIELLE.....	38
3.1. Grandes entreprises	40
3.1.1. Marché résidentiel.....	42
3.1.2. Marché affaires	44
4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2014)	44
4.1. Livraisons 2013-2014 pour le marché des grandes entreprises.....	45
4.2. Livraisons 2013-2014 pour le marché des petit et moyen débits.....	48
5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2015-2018	50
5.1. Scénario de base 2015-2018.....	50
5.1.1. Livraisons 2015-2018 pour le marché des grandes entreprises	50
5.1.2. Livraisons 2015-2018 pour le marché des petit et moyen débits.....	54
5.1.3. Livraisons globales (scénario de base).....	58
5.2. Scénario favorable	59

5.3.	Scénario défavorable	62
5.4.	Comparaison des plans d’approvisionnement 2015-2018 et 2014-2016.....	65
6.	ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU	66
6.1.	Méthodologie du calcul des probabilités	66
6.2.	Probabilités de réalisation des scénarios pour 2015 à 2018	68
6.3.	Aperçu sur quatre ans.....	73
7.	CONTEXTE ET STRATÉGIE D’APPROVISIONNEMENT – PLAN 2015-2018	74
7.1.	Retour sur la Cause tarifaire 2014 et contexte général	75
7.2.	Transport.....	79
7.3.	Fourniture de gaz naturel.....	83
7.4.	Autres sources d’approvisionnement.....	84
7.5.	Équilibrage.....	84
7.6.	Conclusion	86
8.	CONTRATS D’APPROVISIONNEMENT EXISTANTS	86
8.1.	Fourniture de gaz naturel.....	87
8.1.1.	Clients en service de fourniture de gaz naturel de Gaz Métro.....	87
8.1.2.	Clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété.....	92
8.2.	Transport.....	92
8.2.1.	Services de transport du distributeur	92
8.2.2.	Services de transport et d’équilibrage fournis par le client	94
8.2.3.	Gaz d’appoint.....	94
8.2.4.	Coûts de transport	95
8.3.	Équilibrage	95
8.3.1.	Coûts d’entreposage.....	95
9.	PLANIFICATION D’APPROVISIONNEMENTS	96
9.1.	Planification pour l’année 2014-2015.....	96
9.1.1.	Demande et sources d’approvisionnement gazier.....	96
9.1.2.	Établissement de la journée de pointe.....	97
9.1.3.	Évaluation du volume pour une journée à 39 DJ et vent moyen à cette température.....	98

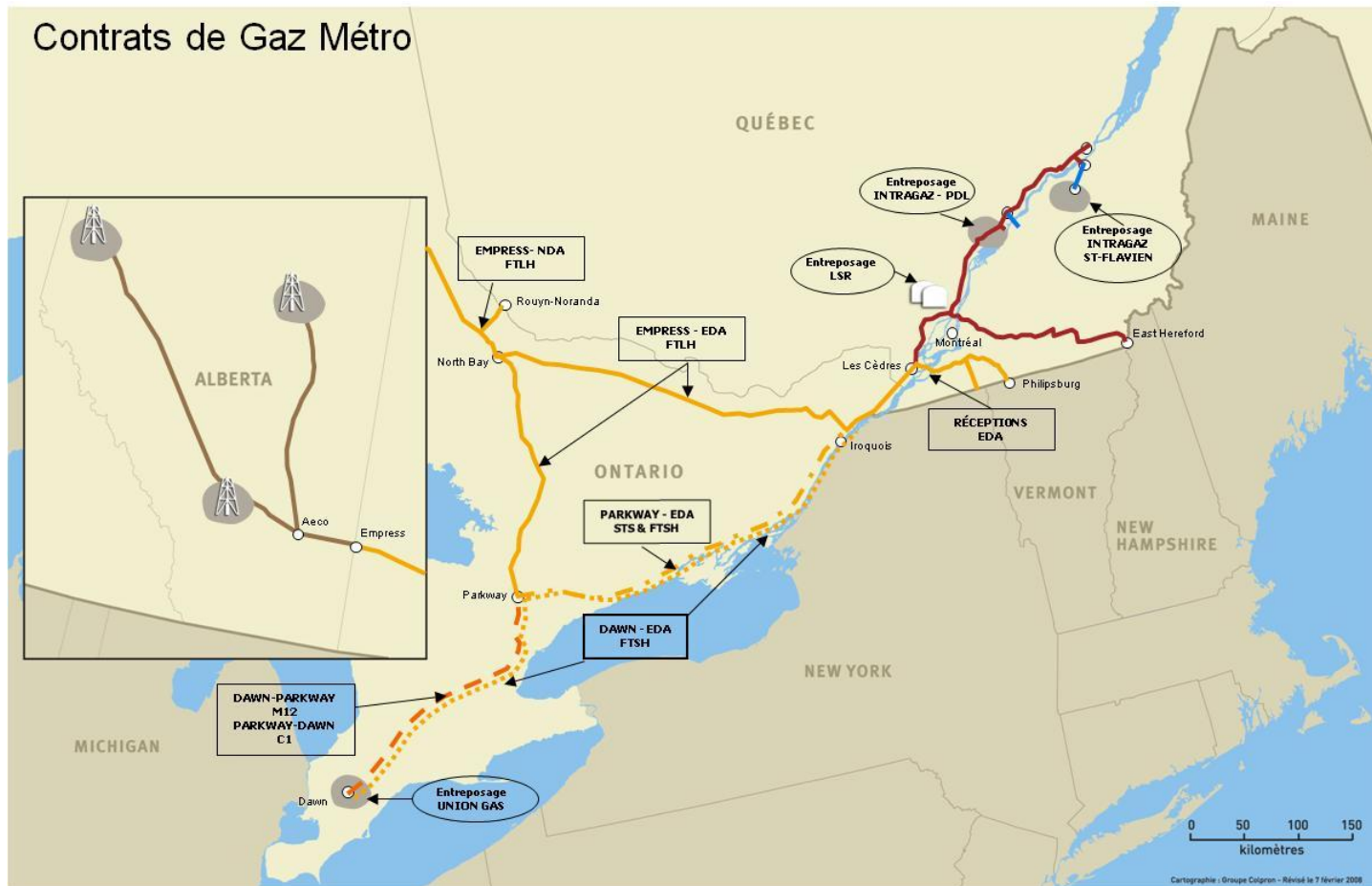
9.1.4.	Débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême	99
9.1.5.	Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2015	101
9.1.6.	Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité	105
9.1.7.	Coefficient d'utilisation FTLH	106
9.1.8.	Nombre maximum de jours d'interruption	106
9.2.	Plan d'approvisionnement 2015-2018 – scénarios de base, favorable et défavorable	107
9.2.1.	Fourniture de gaz naturel.....	107
9.2.2.	Transport.....	108
9.2.3.	Équilibrage	109
9.3.	Impact de la température	109
9.4.	Scénario favorable	110
9.5.	Scénario défavorable	110
9.6.	Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement.....	110
9.7.	Plan d'approvisionnement 2015-2018 selon la méthode actuelle d'évaluation de la journée de pointe et de l'hiver extrême	111
10.	REPORT DU DÉPLACEMENT DE LA STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT À DAWN	111
10.1.	Déplacement de la structure d'approvisionnement.....	111
10.2.	Déplacement des livraisons des clients en achat direct (AD) et à prix fixe.....	112
10.3.	Service de compression.....	114
10.4.	Modalités de transition pour le déplacement des livraisons des clients en achat direct (AD) et à prix fixe à Dawn	115
10.5.	Communication	116
10.6.	Modifications aux <i>Conditions de service et Tarif</i>	116
11.	REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS	118
11.1.	Transactions opérationnelles	118
11.1.1.	Vente de transport FTLH <i>a priori</i>	119
11.1.2.	Vente de transport FTLH non utilisé	119
11.2.	Transactions financières	119
CONCLUSION	119	
ANNEXES	122	

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE

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

1	PIB	Produit intérieur brut ; somme des valeurs des biens et services issus de
2		la production à l'intérieur des frontières d'un pays
3	SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet
4		de serre du Québec
5	STS	Storage Transportation Service ; service de transport ferme entre Parkway
6		et GMT EDA ; ce service est disponible du 1 ^{er} novembre au 15 avril
7		inclusivement de chaque saison hivernale
8	TCPL	TransCanada PipeLines Limited
9	TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Carte 1



Légende

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

SOMMAIRE

1 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Société en commandite
2 Gaz Métro (« Gaz Métro »), la demande de la clientèle¹ pour les années 2015 à 2018 se présente
3 comme suit :

Tableau 1

Catégorie de clientèle	Demande avant interruptions (scénario de base)			
	(10 ⁶ m ³)			
	2015	2016	2017	2018
Grandes entreprises	3 039,5	3 221,9	3 346,9	3 952,8
Petit et moyen débits	2 718,0	2 735,8	2 730,1	2 741,2
TOTAL	5 757,5	5 957,7	6 077,0	6 694,0

4
5 La position concurrentielle actuellement favorable du gaz naturel face aux autres sources
6 d'énergie et le maintien anticipé de cette position sur un horizon de moyen terme se traduisent
7 en de nouvelles ventes et en des hausses de consommation chez des clients existants qui
8 permettent d'assurer une croissance des livraisons. Entre 2014 (révision budgétaire 5/7) et 2015,
9 première année du plan d'approvisionnement, une hausse de 2,90 % de la demande en gaz
10 naturel est prévue ; une augmentation de 16,27 % est ensuite constatée sur l'horizon du plan,
11 entre 2015 et 2018. La hausse des volumes est associée à la fois à des ajouts de charge chez
12 des clients existants et est stimulée par la position concurrentielle favorable du gaz naturel par
13 rapport aux autres sources d'énergie, ainsi qu'à l'arrivée d'un client majeur fabriquant des produits
14 fertilisants.

15 Aussi, depuis 2012, Gaz Métro observe que les clients du marché grandes entreprises sont de
16 moins en moins enclins à consommer au service interruptible. Cette tendance demeure puisque
17 dès 2015, plusieurs clients délaissent le tarif interruptible et s'engagent contractuellement à long
18 terme à consommer au service continu.

19 Ce plan a été développé en faisant l'hypothèse que Gaz Métro est responsable de contracter les
20 capacités de transport nécessaires pour rencontrer la totalité de la demande dans son marché,

¹ Les volumes associés aux ventes de GNL sont inclus dans ces prévisions.

1 considérant tout de même le transport fourni par les clients supposé maintenu et établi en fonction
2 des projections de consommation. Les modalités du tarif qui s'appliquent aux clients désirant
3 contracter leur propre transport (cession ou préavis de sortie) font en sorte que Gaz Métro sera
4 tenue indemne des choix des clients.

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

11 Le contexte gazier incertain décrit à la Cause tarifaire 2014 prédomine toujours. L'entente
12 négociée entre TCPL et les distributeurs de l'Est (Enbridge, Union Gas et Gaz Métro), ci-après
13 « Entente », a été déposée auprès de l'Office national de l'énergie (ONÉ) le 20 décembre 2013.
14 Cette Entente prévoit, entre autres, la construction d'infrastructures supplémentaires par TCPL
15 permettant d'offrir des capacités de transport additionnelles au marché de l'est du Canada à partir
16 du carrefour d'échange de Dawn en Ontario. Dans sa décision procédurale rendue le 31 mars
17 2014, l'ONÉ précisait que le processus utilisé par les parties prenantes ayant mené à l'Entente
18 ne lui permettait pas de considérer celle-ci comme une entente au sens de la Loi. Toutefois, l'ONÉ
19 s'est dit disposé à examiner l'Entente comme une demande tarifaire dont les droits sont contestés
20 et à la traiter comme position commune des parties à l'Entente. TCPL a confirmé l'acceptation
21 d'un tel traitement le 14 avril 2014 (accepté également par Enbridge, Union Gas et Gaz Métro)
22 malgré les délais non anticipés que causerait une telle procédure. En suivi, TCPL déposait, le
23 5 mai 2014, des informations additionnelles à la demande préalable.

24 Ces retards dans le traitement du dossier auprès de l'ONÉ sont venus accentuer le climat
25 d'incertitude dans les marchés et le niveau de risque entourant la sécurité d'approvisionnement
26 de Gaz Métro. Les répercussions de ces délais sont négatives pour Gaz Métro et sa clientèle,
27 ainsi que pour l'ensemble de l'industrie gazière canadienne. Dans un premier temps, Gaz Métro
28 estime le risque que les travaux requis pour effectuer le déplacement de sa structure
29 d'approvisionnement à Dawn ne soient pas complétés au 1^{er} novembre 2015 comme étant trop
30 élevé. Par conséquent, un report du déplacement de sa structure d'approvisionnement à Dawn
31 au-delà du 1^{er} novembre 2015 est nécessaire. À cet effet, une entente avec TCPL a été convenue
32 qui prévoit que les capacités de transport qui venaient à échéance au 31 octobre 2015 seront

1 prolongées jusqu'à la mise en place des nouvelles capacités courtes distances mais au plus tard
2 le 31 octobre 2016. Il est à noter que le déplacement des livraisons des clients en service de
3 fourniture avec ou sans transfert de propriété sera reporté au 1^{er} novembre 2016 mais que le
4 déplacement des livraisons des clients ayant convenu d'une entente à prix fixe est maintenu au
5 1^{er} novembre 2015.

6 De plus, l'absence de capacités de transport sur le marché primaire (TCPL) perdure. Aucun
7 service de transport ferme additionnel n'est présentement disponible pour desservir la zone
8 GMIT EDA, mettant en péril la sécurité d'approvisionnement de la clientèle de Gaz Métro.

9 Dans sa décision D-2014-003, la Régie de l'énergie (la « Régie ») invitait Gaz Métro à transiger
10 sur le marché secondaire afin de répondre à ses besoins additionnels si la croissance anticipée
11 se matérialisait. Présentement, peu de joueurs sur le marché secondaire détiennent de la
12 capacité, limitant ainsi les options pour approvisionner sa clientèle. Gaz Métro estime que le coût
13 des capacités de transport sur le marché secondaire sur l'horizon du plan sera très élevé générant
14 des impacts tarifaires importants pour la clientèle de Gaz Métro.

15 En novembre 2013, Intragaz a présenté le Projet Pointe-du-Lac (R-3868-2013) qui visait une
16 demande d'investissement pour augmenter, entre autres, la capacité de retrait du site
17 d'entreposage. Ce projet aurait entraîné une baisse des capacités de transport à contracter. La
18 Régie a rejeté ce projet dans sa décision D-2014-053. En avril 2014, Intragaz a déposé une
19 demande de révision de cette décision (R-3885-2014). Dans sa décision D-2014-099 datée du
20 10 juin 2014, la Régie a rejeté cette demande de révision. Gaz Métro n'a donc pas considéré ce
21 Projet dans sa structure d'approvisionnement.

22 Dans la décision D-2013-179, la Régie a ordonné de considérer des solutions alternatives à
23 l'achat de capacité de transport :

- 24 • Un projet de nouvelle classe de service interruptible lié à des évènements exceptionnels
25 visant les clients au tarif D₄ ; et
- 26 • L'accroissement de la capacité de vaporisation à l'usine LSR.

27 L'analyse de ces solutions alternatives est présentée à la pièce Gaz Métro-6, Document 1. Les
28 conclusions de l'analyse indiquent que ces solutions alternatives ne peuvent être mises en place
29 pour l'année 2015. De plus, Gaz Métro juge qu'il serait préférable d'initialement compléter les
30 analyses sur le tarif D₅ dans le cadre du dossier portant sur l'allocation des coûts et la structure

1 tarifaire de Gaz Métro (R-3867-2013) avant d'introduire des options d'approvisionnement qui
2 pourraient, après les faits, être non appropriées ou entraîner des impacts différents de ceux
3 analysés dans la présente preuve. Ainsi, le manque d'information et l'incertitude de leur
4 implantation dans l'horizon du plan d'approvisionnement a amené Gaz Métro à ne pas les intégrer
5 au présent plan.

6 Sur l'horizon du plan, les capacités additionnelles requises à contracter dans un marché incertain
7 sont les suivantes :

Tableau 2

Année	Capacité additionnelle requisse
	10 ³ m ³ /jour
2015	3 642
2016	5 197
2017	4 421
2018	4 687

8
9 L'augmentation des besoins d'approvisionnement à ceux déjà contractés pour 2015 résulte de :

- 10 • l'augmentation de la demande continue, incluant une migration de volumes du service
11 interruptible vers le service continu (2 424 10³m³/jour) ;
- 12 • la modification des outils d'approvisionnements, incluant le retour de clients au service
13 de transport du distributeur (767 10³m³/jour) ;
- 14 • la modification à la méthode d'évaluation de la demande continue en journée de pointe²
15 (452 10³m³/jour additionnels à la quantité déjà contractée en 2014).

16 Considérant le contexte gazier actuel, Gaz Métro souhaite sécuriser ses besoins avant le début
17 de l'année financière 2015. Gaz Métro désire toutefois que la Régie approuve le présent plan
18 d'approvisionnement afin de mitiger les risques évoqués par la Régie dans sa décision
19 D-2014-078 relatifs à l'achat de capacités préalablement à son approbation. Cependant, en
20 fonction de l'évolution de la disponibilité de capacités additionnelles sur les marchés primaire et
21 secondaire, il est possible que Gaz Métro acquière des capacités additionnelles avant que la

² R-3879-2014, B-0017, Gaz Métro-4, Document 2

- 1 Régie n'ait donné son approbation, et ce, comme par le passé.

INTRODUCTION

1 Ce plan d’approvisionnement, couvrant les années 2015 à 2018, est préparé par Gaz Métro en
2 vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d’approvisionnement* (« le Règlement »)
3 (c. R-6.01, r. 8) ainsi que la décision D-2014-003 dans laquelle la Régie demandait qu’un horizon
4 minimal de quatre soit couvert dans les prochains plans d’approvisionnement.³

5 Il est à noter que cette pièce couvrira le plan annuel et le plan quadriennal, 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 lequel
9 elle prévoit évoluer au cours des quatre prochaines années, ainsi que la situation concurrentielle
10 qui en découlera.

11 Avant de présenter les prévisions de la demande pour le plan quadriennal, Gaz Métro
12 commentera les écarts dans les prévisions de livraison pour l’année en cours, soit la différence
13 entre la prévision établie lors de la Cause tarifaire 2014 et celle établie lors de l’exercice
14 budgétaire 5/7 2014 (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 2015 à
17 2018.

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 2015-2018 sera présenté, considérant les diverses informations
22 prescrites au *Règlement*. Les données particulières à la planification de l’année financière 2015
23 seront également détaillées.

24 De plus, étant donné le report du déplacement de la structure d’approvisionnement à Dawn après
25 le 1^{er} novembre 2015, Gaz Métro présentera les impacts sur les modalités déjà présentées et
26 approuvées par la Régie relatives au déplacement des livraisons de la clientèle en service de
27 fourniture avec ou sans transfert de propriété (Achat Direct – AD) et de la clientèle ayant contracté

³ Décision D-2014-003, paragr. 22, p. 10

1 une entente de fourniture à prix fixe par un fournisseur spécifique (clients à prix fixe).

2 Gaz Métro présentera distinctement les sujets d'analyse identifiés en suivi par la Régie à la
3 décision D-2013-179, soit :

4 ➤ Décision D-2013-179 (paragr. 29) : la révision de la méthode d'évaluation de la demande
5 continue en journée de pointe – pièce B-0017, Gaz Métro-4, Document 2 ;

6 ➤ Décision D-2013-179 (paragr. 50 et 51) : Étude physique et économique pour un
7 accroissement de la capacité de vaporisation à l'usine LSR et projet de nouvelle classe
8 de service interruptible lié à des évènements exceptionnels visant les clients au
9 tarif D₄ – pièce Gaz Métro-6, Document 1.

10 Les suivis demandés dans les décisions D-2012-175, D-2014-064 et D-2014-065 seront
11 présentés à la Phase 3 du présent dossier ou dans le cadre de la cause tarifaire 2016. Il s'agit de
12 suivis suivants :

13 ➤ Décision D-2012-175 (paragr. 93 et 107) et décision D-2014-064 (paragr. 36) :
14 Déplacement de la structure d'approvisionnement vers Dawn : suivis relatifs à la flexibilité
15 opérationnelle, incluant la tarification des frais associés, les modalités de préavis de sortie
16 du service de transport du distributeur et les règles de cession, ainsi que la facturation
17 des coûts supplémentaires découlant de l'Entente avec TCPL ;

18 ➤ Décision D-2014-064 (paragr. 154 et 155) : Déplacement à Dawn – Méthode de
19 fonctionnalisation des achats de fourniture ;

20 ➤ Décision D-2014-064 (paragr. 204 et 205) : Option d'achat uniforme et variable de gaz
21 naturel en remplacement de la capacité d'entreposage ;

22 ➤ Décision D-2014-065 (paragr. 9, 10 et 11) : Étude, par un expert, relative aux
23 caractéristiques des contrats d'entreposage avec Union Gas soit, la capacité totale
24 d'entreposage ainsi que les capacités de retrait et d'injection ; et

25 ➤ Décision D-2014-065 (paragr. 23) : Fonctionnalisation des coûts de transport non utilisé
26 entre les services de transport et équilibrage, de même que les règles relatives aux OMA
27 de transport prévues au texte des *Conditions de service et Tarif*.

28 Dans le cadre du projet de déplacement vers Dawn, Gaz Métro présentera également en phase 3
29 ou dans le cadre de la cause tarifaire 2016, l'analyse d'autres sujets connexes non traités jusqu'à
30 présent.

1. VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

1 La présente section a pour but de présenter la vision à long terme de Gaz Métro en matière
2 d'approvisionnement gazier. Cette vision est empreinte de la stratégie de déplacement de la
3 structure d'approvisionnement de Gaz Métro d'Empress à Dawn.

4 Le déplacement des approvisionnements d'Empress vers Dawn repose essentiellement sur deux
5 faits importants: l'augmentation rapide de la production dans l'est des États-Unis et le déclin de
6 la disponibilité du gaz naturel provenant de l'ouest du Canada.

7 La disponibilité du transport entre les différents bassins et la franchise de Gaz Métro et les enjeux
8 réglementaires relatifs à cette question viennent ponctuer les étapes du déplacement vers Dawn.

1.1. Contexte

9 Empress est situé au sein de la région productrice du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
10 (BSOC) alors que Dawn est un carrefour d'échange situé au cœur d'un centre de
11 consommation. Dawn est relié par plusieurs pipelines aux plus grands bassins de production
12 sur le continent, dont celui de Marcellus. Le prix du gaz naturel à ces points d'échange
13 (Empress et Dawn) reflète en grande partie l'équilibre de l'offre et de la demande continentale,
14 mais est également influencé par les conditions régionales de marché. Par exemple, le
15 développement de champs gaziers, comme celui de Marcellus, a un impact spécifique sur les
16 marchés de l'est du continent alors que le déclin de la production gazière du BSOC combiné
17 à la croissance constante de la demande intérieure de l'Alberta et l'émergence imminente du
18 marché d'exportation de GNL de la Colombie-Britannique, ont un effet sur le marché de cette
19 région, de même que sur la stratégie tarifaire de TCPL.

20 Entre 2006 et 2013, le tarif de transport entre Empress et GMIT EDA a augmenté
21 progressivement et est passé de 0,94 \$/GJ à 2,24 \$/GJ. Quant au tarif de courte distance
22 entre Dawn et GMIT EDA, il a progressé de 0,28 \$/GJ à 0,66 \$/GJ sur la même période.
23 Depuis le 1^{er} juillet 2013 et ce jusqu'au 31 décembre 2017, le tarif de longue distance est fixé
24 à 1,73 \$/GJ et le tarif de courte distance à 0,53 \$/GJ. L'ONÉ a ordonné une baisse relative
25 du coût de transport de longue distance afin de favoriser la compétitivité de cette route. La
26 fixation des tarifs à des taux aussi bas ne permet pas le développement de nouvelles
27 capacités dans les marchés de l'est du Canada. Ce constat a amené TCPL et ses trois plus

1 importants expéditeurs soit Gaz Métro, Union Gas et Enbridge, à conclure une entente qui
2 entraînerait notamment une hausse des tarifs longue distance et courte distance à un niveau
3 tel que de nouvelles capacités économiquement rentables pourraient être construites par
4 TCPL. En fonction de l'évaluation du 20 décembre 2013, le tarif entre Empress et GMIT EDA
5 serait de 2,04 \$/GJ et le tarif entre Dawn et GMIT EDA serait de 0,80 \$/GJ. Les détails de
6 cette entente ont été déposés à la Régie dans le cadre de la Cause tarifaire 2014 à la pièce
7 B-0024, Gaz Métro-3, Document 29.

1.2. L'évolution de développement du gaz de shale

8 Le paysage gazier continental s'est beaucoup modifié avec la croissance de la production de
9 gaz de shale. Avant 2007, la production gazière, qui reposait essentiellement sur le
10 développement des réserves classiques, était en déclin. L'Amérique du Nord comptait sur les
11 importations de gaz naturel liquéfié pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande
12 gazière. Les nouvelles technologies de forage comme le forage horizontal et le fractionnement
13 hydraulique ont commencé à être utilisées à plus grande échelle autour de 2007 et ont
14 drastiquement modifié le contexte gazier. Ces nouvelles technologies ont permis de
15 rentabiliser le développement des ressources gazières non conventionnelles comme les gaz
16 de shale. Actuellement, le forage horizontal représente plus de 74 % de l'ensemble des
17 forages gaziers aux États-Unis¹. Non seulement cette technique de forage est utilisée pour
18 l'exploitation des gaz de shale, mais également pour l'exploitation des gisements de réserve
19 classique moins perméable. Les producteurs de pétrole utilisent aussi de plus en plus ce type
20 de technologie.

21 Dans son rapport sur la productivité², l'Energy Information Administration (EIA) observe que
22 la productivité des forages gaziers et pétroliers continue de s'accroître. Par exemple, dans le
23 bassin de Marcellus, chaque foreuse est actuellement associée à une production de plus de
24 6 millions de pieds cubes par jour. La production par foreuse dans ce bassin n'était que de
25 2 millions de pieds cubes par jour à la fin de l'année 2010.

26 La carte ci-après illustre les principaux bassins de gaz de shale en Amérique du Nord.

¹ Pour les références de cette section, voir la sous-section 1.8.

Carte 2

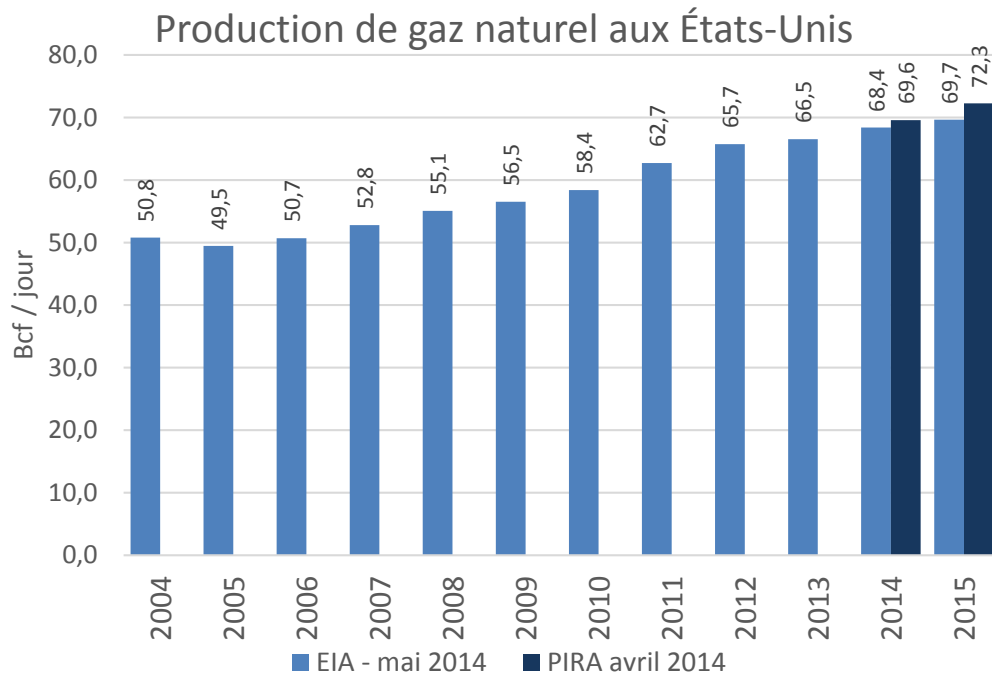


Source : Energy Information Administration

1.3. La production gazière aux États-Unis

1 La production de gaz naturel aux États-Unis a augmenté de 32 % entre janvier 2007 et
2 décembre 2013³. La production est toujours en croissance malgré les prix extrêmement bas
3 connus au cours des dernières années. En 2013, la production de gaz de shale représentait
4 47 % de la production globale de gaz naturel aux États-Unis. La firme PIRA estime que cette
5 portion passera à 52 % en 2014⁴.

Graphique 1



1

2

Source : Energy Information Administration³ et PIRA⁴

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

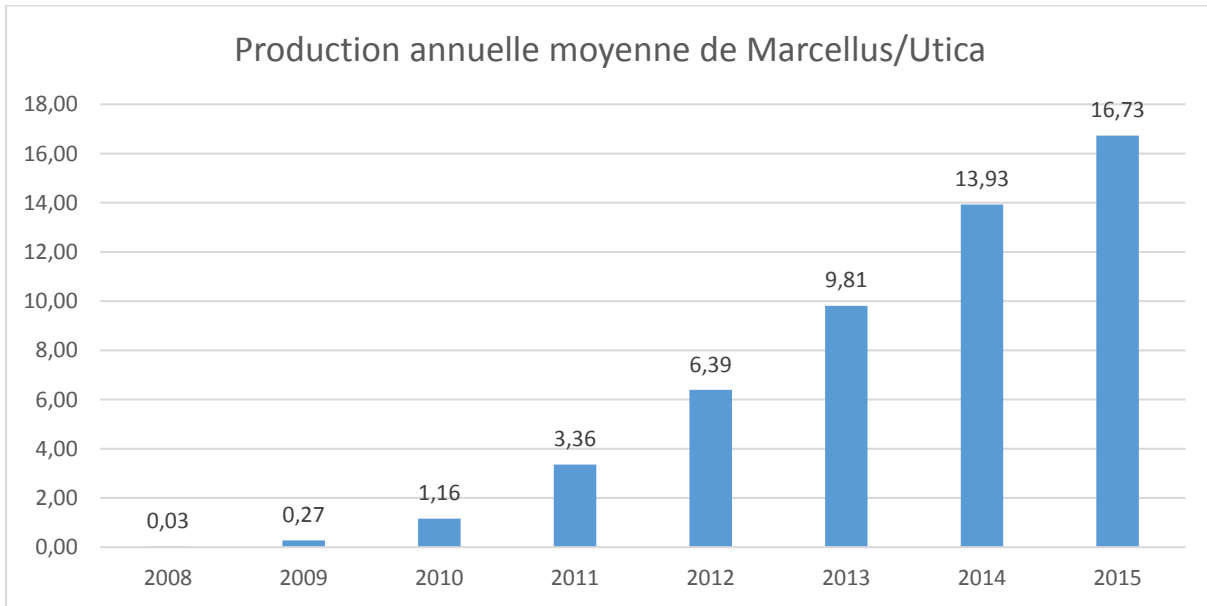
17

La croissance soutenue de la production américaine de gaz naturel est principalement due aux bassins du nord-est des États-Unis. En effet, la production des bassins de gaz de shale dans les Appalaches continue de dépasser les attentes. En mars 2014, la production de Marcellus s'élevait à 12,85 Bcf/jour ce qui fait de Marcellus le plus gros bassin de gaz de shale en Amérique⁴. Au cours du quatrième trimestre de 2013 et du premier trimestre de 2014, la capacité pipelinère desservant les bassins de Marcellus et d'Utica a augmenté de 2,6 Bcf/jour⁵. Il s'en est suivi une augmentation de la production de 2,8 Bcf/jour. La croissance de la production de Marcellus demeure limitée par le manque d'infrastructure de transport et de traitement du gaz naturel ; la capacité de production augmentant à un rythme plus rapide que l'ajout des capacités de transport et de traitement. Selon PIRA, il existe actuellement une quinzaine de projets pipeliniers visant à désengorger Marcellus et Utica. Ces projets totalisent plus de 6 Bcf/jour de capacité de transport et leur mise en service éventuelle est prévue sur la période 2014 à 2016⁶.

L'Utica s'apprête à rejoindre les rangs des grands bassins producteurs de gaz naturel en Amérique. Les forages dans ce bassin ont commencé en 2012 mais la production a été

1 entravée par un manque de capacité de traitement du gaz naturel. Cette région est riche en
2 liquides de gaz naturel dont la valeur est très élevée sur le marché. La production de l'Ohio
3 devrait dépasser 1 Bcf/jour d'ici la fin de l'année⁷. PIRA estime que la production globale
4 d'Utica et Marcellus s'élèvera à 13,93 Bcf /jour en 2014 et à 16,73 Bcf/jour en 2015⁴.

Graphique 2



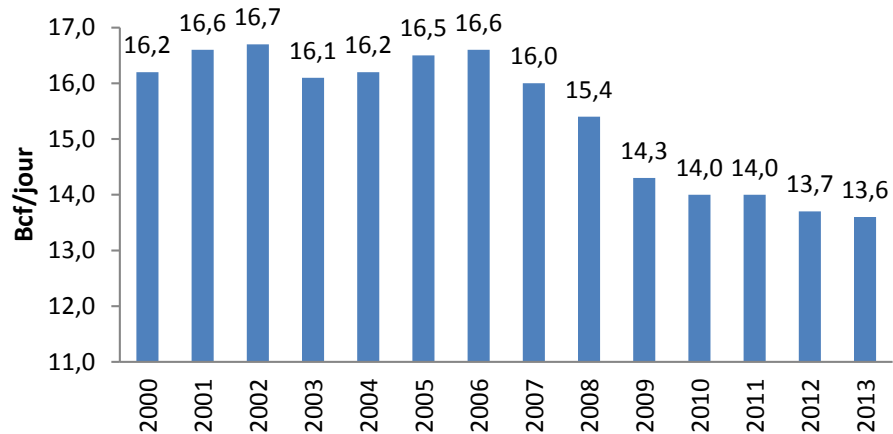
Source : PIRA, avril 2014

1.4. La situation au Canada

5 Le développement du gaz de shale au Canada demeure à un stade moins avancé qu'aux
6 États-Unis et contrairement à nos voisins du sud, la production de gaz naturel est toujours en
7 baisse au Canada et ce, depuis 2006.

Graphique 3

Production canadienne de gaz naturel



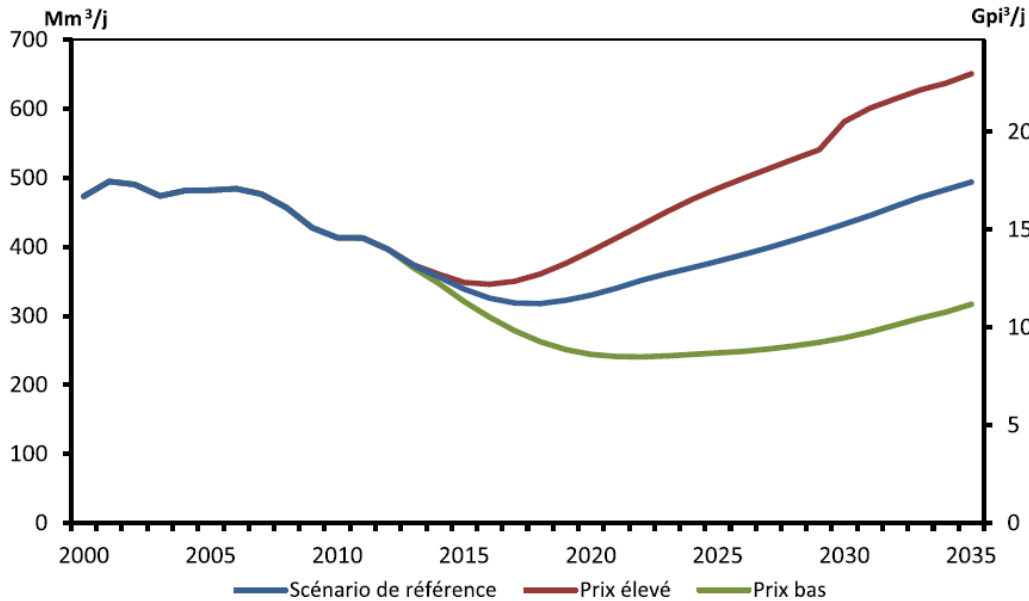
1

Source : Statistique Canada

2 L'ONÉ n'est pas très optimiste quant à la croissance de la production gazière au Canada. Le
3 graphique suivant présente ses prévisions de production de gaz naturel. Selon son scénario
4 de référence, l'ONÉ s'attend à ce que la production canadienne atteigne un creux à
5 11,2 Bcf/jour en 2018. Elle recommence à progresser en 2019 mais reste sous la barre des
6 15 Bcf/jour jusqu'en 2029⁸.

Graphique 4

Production totale de gaz commercialisable au Canada, tous les scénarios



1

2

Source : Office national de l'énergie

3

Malgré le contexte anémique de la production canadienne, l'ONÉ accorde un nombre important de licences d'exportation à des promoteurs d'usine de liquéfaction de GNL.

4

5

La Colombie-Britannique compte actuellement 14 projets d'usine de liquéfaction de gaz naturel dont 11 ont reçu des licences d'exportation de la part de l'ONÉ. L'ensemble de ces 11 projets totalise près de 21 Bcf/jour de capacité d'exportation.⁹

6

7

8

La quantité de licences d'exportation accordées par l'ONÉ est considérable considérant la faible croissance de la production canadienne qu'elle prévoit et la demande grandissante de la part de l'industrie du pétrole.

9

10

11

Le rôle de l'ONÉ, aux termes de l'article 118 de la loi, consiste à veiller à ce que le volume d'exportation de gaz naturel ne dépasse pas l'excédent de la production par rapport aux besoins normalement prévisibles du Canada. Ce faisant, l'ONÉ accorde les licences d'exportations aux demandeurs qui établissent que le volume d'exportation constitue un excédent par rapport aux besoins des canadiens.

12

13

14

15

16

La vision de l'Office est claire dans cet extrait de décision pour la licence d'exportation au projet de Triton LNG Limited Partnership en avril dernier¹⁰. L'ONÉ affirme que :

17

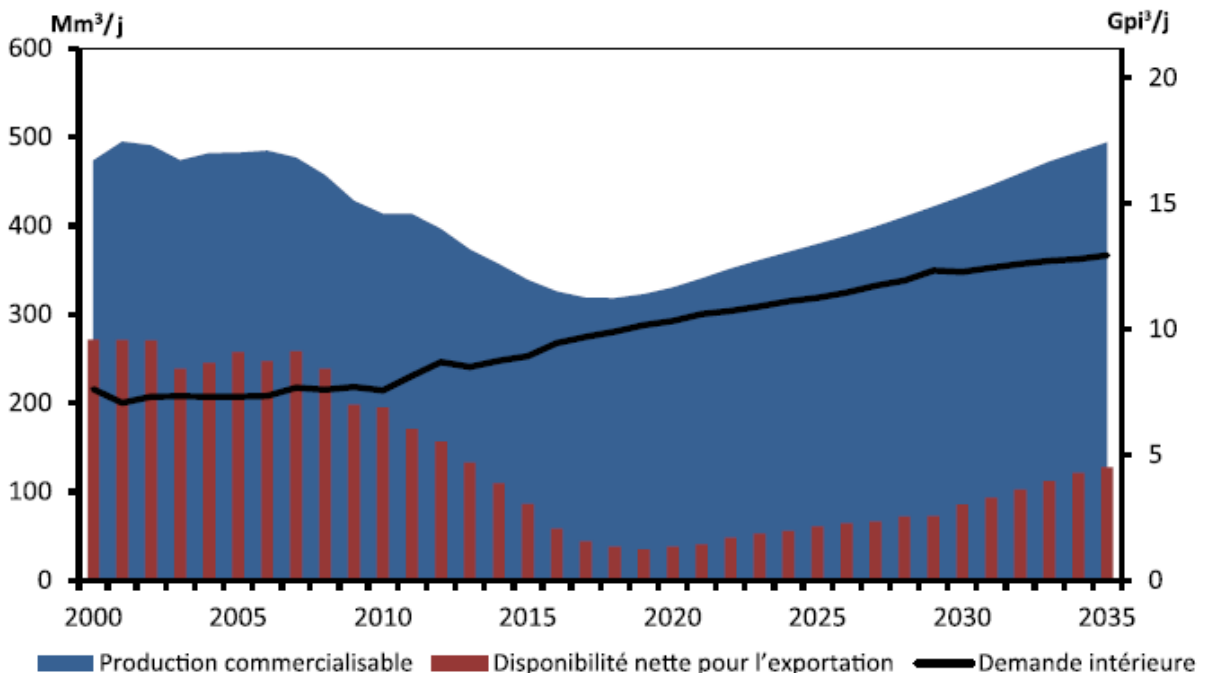
1 « L'Office ne doute pas que les ressources gazières au Canada, comme dans le reste de
2 l'Amérique du Nord, sont importantes et en mesure de répondre à la fois à la demande
3 canadienne raisonnablement prévisible, aux exportations de GNL proposées et à une
4 hausse future plausible de la demande. De récentes études sur les ressources en gaz
5 naturel montrent la présence de volumes considérables dans le bassin sédimentaire de
6 l'Ouest canadien et aux États-Unis. Le marché gazier nord-américain est un marché arrivé
7 à maturité qui se caractérise par la présence d'un grand nombre d'acheteurs et de
8 vendeurs, un vaste réseau en expansion de pipelines et d'installations de stockage et une
9 structure commerciale raffinée. Depuis la déréglementation des marchés gaziers
10 canadiens en 1985, partout en Amérique du Nord ces marchés fonctionnent de manière
11 efficiente et rien n'indique qu'il en sera autrement à l'avenir. »

12 Selon la compréhension de Gaz Métro, l'ONÉ semble convaincu que la demande
13 canadienne ne souffrira pas des exportations de GNL car le Canada a accès au gaz
14 produit aux États-Unis.

15 Dans son document « Avenir Énergétique », l'ONÉ présente le graphique suivant⁸ :

Graphique 5

Disponibilité nette de gaz naturel canadien pour l'exportation, scénario de référence

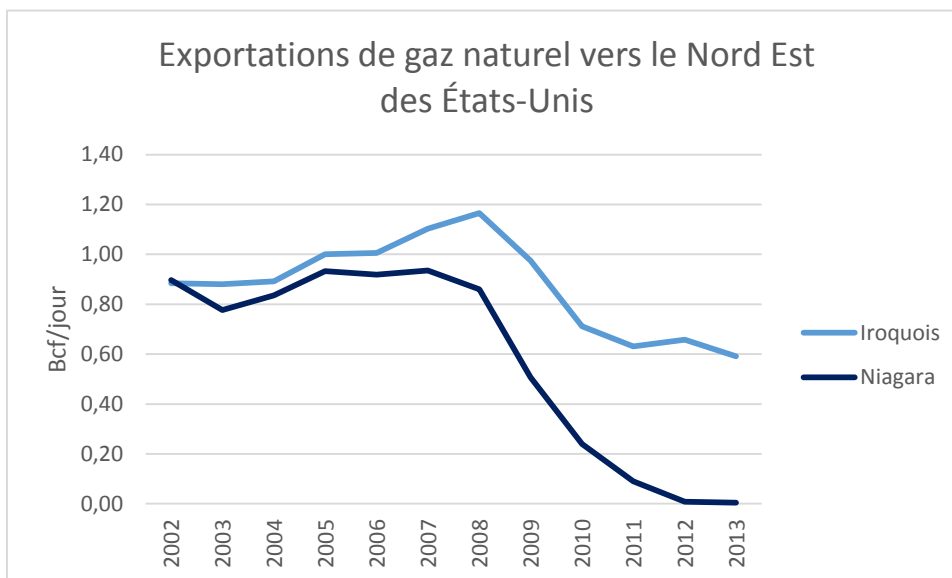


16

17 Le graphique ci-dessus présente la production commercialisable, la demande intérieure et la
18 disponibilité nette pour l'exportation (laquelle correspond à la différence entre la production
19 canadienne et la demande intérieure).

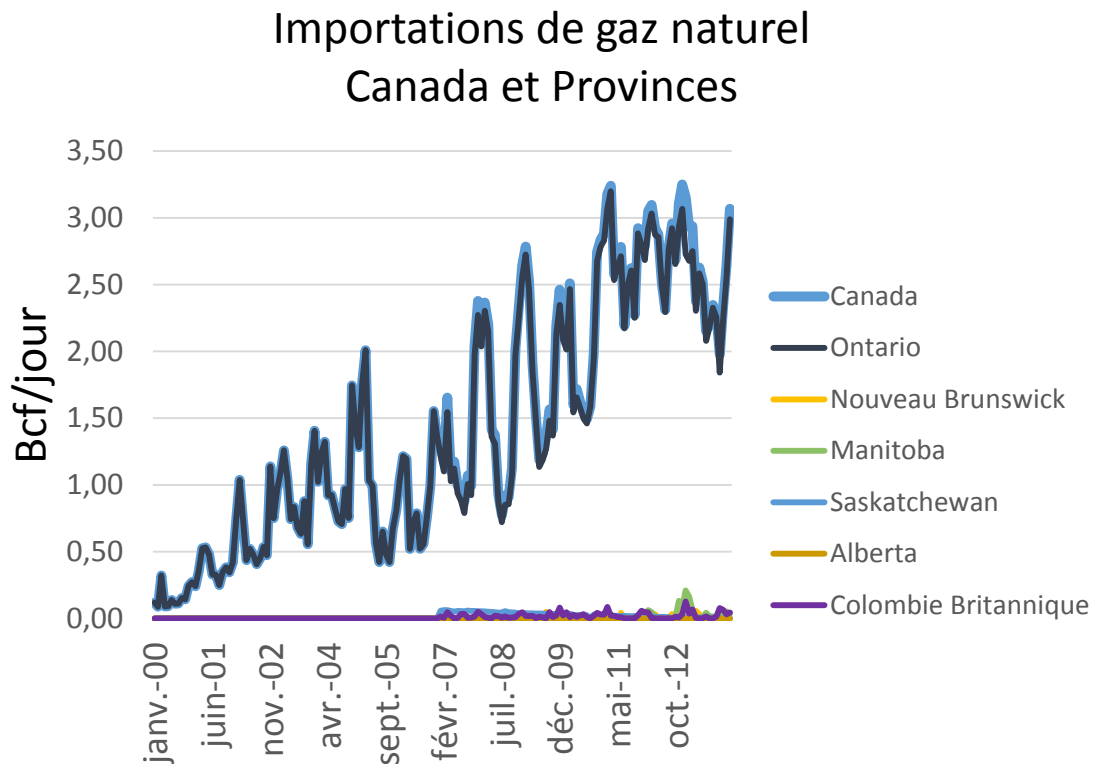
1 En 2013, la production canadienne était de 13,6 Bcf/jour et la demande intérieure était de
2 8,25 Bcf/jour ce qui se traduit par une exportation nette de 5,1 Bcf/jour. Les exportations
3 canadiennes de gaz naturel par pipeline en 2013 s'élevaient à 7,9 Bcf/jour. L'équilibre du bilan
4 gazier canadien s'est donc réalisé via des importations de 2,5 Bcf par jour ¹¹.

5 En fait, et surtout depuis la baisse de la production de gaz naturel dans l'Ouest du Canada,
6 le bilan gazier s'équilibre dans l'est du pays, par le jeu de la baisse des exportations via les
7 pipelines qui desservent l'Est des États-Unis (notamment Iroquois et Niagara) et de la hausse
8 des importations en Ontario. Si le scénario de référence de l'ONÉ quant à la production se
9 matérialise, ce phénomène s'accroîtra à mesure que les projets d'exportation de GNL se
10 réaliseront. De moins en moins de gaz naturel provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest
11 canadien sera disponible pour desservir les marchés de l'Est.

Graphique 6

Source : Office national de l'énergie

Graphique 7



Source : Statistique Canada

D'ores et déjà, le gaz de Marcellus prend le relais du gaz canadien sur le marché du nord-est des États-Unis. Les exportations de gaz canadien transitant par Waddington et Niagara ont diminué de 88 % entre 2008 et 2012¹¹.

Cette tendance devrait se poursuivre si le projet « Constitution Pipeline » voit le jour. Ce projet, d'une capacité de 0,65 Bcf/jour, vise à transporter le gaz de Marcellus à partir du nord de la Pennsylvanie pour le livrer à l'interconnexion d'Iroquois et de Tennessee Gas Pipeline. Le gaz de Marcellus remplacera ainsi le gaz canadien qui coule encore sur Iroquois.

La baisse des exportations via Niagara et Iroquois conduit à une sous-utilisation des pipelines qui approvisionnent le sud de l'Ontario, notamment ceux du réseau principal de TCPL et de Great Lakes. C'est dans ce contexte que TCPL développe le projet Oléoduc Énergie Est qui vise à convertir une partie des infrastructures de son réseau principal pour transporter du pétrole, notamment sur les tronçons Empress-North Bay et North Bay-Ottawa.

1.5. Le carrefour d'échange de Dawn

1 Le carrefour de Dawn est actuellement relié à une dizaine de gazoducs provenant des États-
2 Unis et du Canada qui lui donnent accès à la plupart des grands bassins d'approvisionnement
3 en Amérique, soit le BSOC, les Rocheuses américaines, le « Mid-continent », le golfe du
4 Mexique et Marcellus¹³. En novembre 2012, Dawn a été raccordé physiquement au bassin de
5 Marcellus. TCPL a modifié son système afin d'inverser le flux gazier et de transporter du gaz
6 à partir de Niagara jusqu'à Kirkwall dans le sud de l'Ontario. Il s'agit d'une première étape
7 vers l'accès de l'est du Canada au gaz de Marcellus.

8 L'ampleur de la substitution du gaz de l'Ouest canadien par le gaz de Marcellus et
9 éventuellement celui d'Utica sur le marché de l'est du Canada dépendra de la mise en place
10 d'infrastructures pour y faire acheminer le gaz. Cet aspect a fait l'objet de l'étude de la Firme
11 ICF « Review of Natural Gas Pipeline Market Activity Around the Dawn Hub » qui a été déposé
12 au plan d'approvisionnement gazier de la cause tarifaire 2014 (R-3837-2013, B0054,
13 Gaz Métro-2, Document 1, Annexe 13). Cette étude faisait notamment le suivi des projets qui
14 permettront d'accroître la connexion entre Dawn et les bassins Marcellus et Utica.

15 Selon les conclusions de cette étude, il existe un potentiel additionnel de croissance
16 d'importation de gaz en Ontario à partir de Niagara mais cette porte d'entrée ne sera pas
17 suffisante pour répondre à la demande de gaz dans l'Est canadien. L'augmentation des
18 importations devra également passer par le Michigan. Le projet NEXUS Gas Transmission,
19 qui vise à augmenter la capacité pipelinière entre les Appalaches et Dawn de plus de
20 1 Bcf/jour d'ici novembre 2016, est au nombre des projets qui permettraient une augmentation
21 importante des importations vers Dawn par le Michigan. Les conclusions d'ICF sont à l'effet
22 qu'il y aura assez de liquidité à Dawn pour fournir un approvisionnement fiable à Gaz Métro
23 si des projets de nouveaux pipelines entre Marcellus et Dawn, actuellement à divers stades
24 de développement, sont construits.

25 Outre la mise en place d'infrastructures importantes en amont de Dawn, des ajouts de
26 capacité sont aussi nécessaires entre Dawn et les marchés de consommation comme celui
27 du Québec. ICF se préoccupe particulièrement de la capacité de transport sur le tronçon
28 Parkway/Maple sur le réseau de TCPL. L'expansion de la capacité entre Parkway et Maple
29 est nécessaire au déplacement vers Dawn des approvisionnements de Gaz Métro.

Enjeux relatifs aux capacités de transport en Dawn et la franchise de Gaz Métro

1 L'année dernière, dans le cadre de cette vision, Gaz Métro résumait la décision de l'ONÉ
2 dans le dossier RH-003-2011 sur la restructuration des services pipeliniers de TCPL. Des
3 éléments faisant l'objet de cette décision touchaient particulièrement l'accès aux
4 approvisionnements à Dawn ainsi que les capacités de transport offertes sur le marché par
5 TCPL. L'ONÉ statuait notamment que TCPL n'avait pas d'obligation de desservir les clients.
6 TCPL se voyait accorder une grande latitude au niveau des services discrétionnaires, la
7 rendant libre de choisir la façon dont elle rendra la capacité disponible et à quel prix. À la suite
8 de cette décision TCPL avait décidé de suspendre le « Eastern Mainline Expansion » prévu
9 pour novembre 2015 et de ne pas donner suite aux ententes en voie d'être conclues avec
10 Gaz Métro pour la construction de capacités de transport additionnelles entre Parkway et
11 GMIT EDA et entre Parkway et GMIT NDA. La stratégie de déplacement des
12 approvisionnements vers Dawn était alors compromise.

13 Parallèlement à ces évènements, TCPL annonçait le projet Oléoduc Energie Est qui vise la
14 conversion d'un pipeline de transport de gaz naturel entre l'ouest canadien et le Québec en
15 pipeline de transport de pétrole. Gaz Métro ainsi que les autres distributeurs de l'Ontario
16 reconnaissent le bienfait économique de la conversion du premier tronçon. Par contre, la
17 conversion d'un des gazoducs entre North Bay et Ottawa, au cœur du triangle de l'Est,
18 menace la sécurité d'approvisionnement du Québec et de l'Est de l'Ontario.

19 Cette série d'évènements a créé beaucoup d'insécurité sur le marché et a conduit les
20 distributeurs de l'Est (Enbridge, Union Gas et Gaz Métro) à négocier avec TCPL pour trouver
21 des solutions et contrer les menaces à la sécurité d'approvisionnement et à la disponibilité de
22 capacité pour le Québec et l'Ontario afin de sécuriser des approvisionnements à prix
23 raisonnable pour les nouveaux clients.

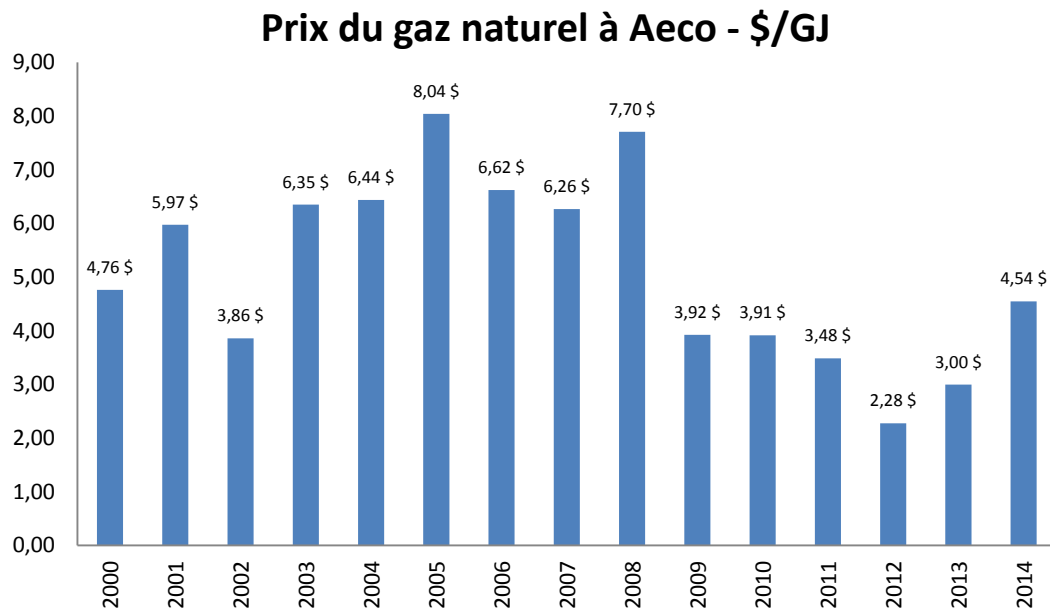
24 En novembre 2013, la Régie a pris connaissance de l'entente, déposée à l'ONÉ le 20
25 décembre 2013, entre TCPL et des distributeurs de l'Est (R-3837-2013, pièce B-0247,
26 Gaz Métro-2, Document 29). L'ONÉ a par la suite annoncé, le 31 mars 2014, que le règlement
27 négocié était un pas de plus vers un règlement de la question des capacités propres au
28 triangle de l'Est en Ontario. Cependant, il a considéré qu'il y avait trop de parties qui n'étaient
29 pas représentées dans ce processus de négociation. L'ONÉ a considéré que le contenu de
30 l'entente pouvait toutefois constituer une demande d'approbation de droits révisée ayant fait
31 l'objet d'opposition. L'ONÉ a donc refusé de considérer l'entente entre TCPL et les trois
32 distributeurs comme une entente respectant le processus d'entente négociée et considérera

1 donc le tout comme une application tarifaire contestée. Une décision peut être espérée vers
2 la fin 2014, au plus tôt. Ce faisant, la capacité de TCPL de réaliser la construction de capacités
3 additionnelles pour le 1^{er} novembre 2015 est compromise et la mise en service des nouvelles
4 installations qui permettront le déplacement vers Dawn pourrait probablement être retardée
5 au cours de l'année suivante.

1.6. Prix du gaz naturel

6 Durant la période de 2003 à 2008, les prix moyens du gaz à AECO étaient de 6,90 \$/GJ avec
7 des pointes qui allaient au-delà de 10 \$/GJ. L'augmentation de la production de gaz de shale
8 a eu pour effet de rendre les prix du gaz très compétitifs par rapport à d'autres sources
9 d'énergie. Les prix à AECO en Alberta se sont établis en moyenne à 2,28 \$/GJ en 2012 et à
10 3,00 \$/GJ en 2013, signe de la baisse des coûts de production.

Graphique 8



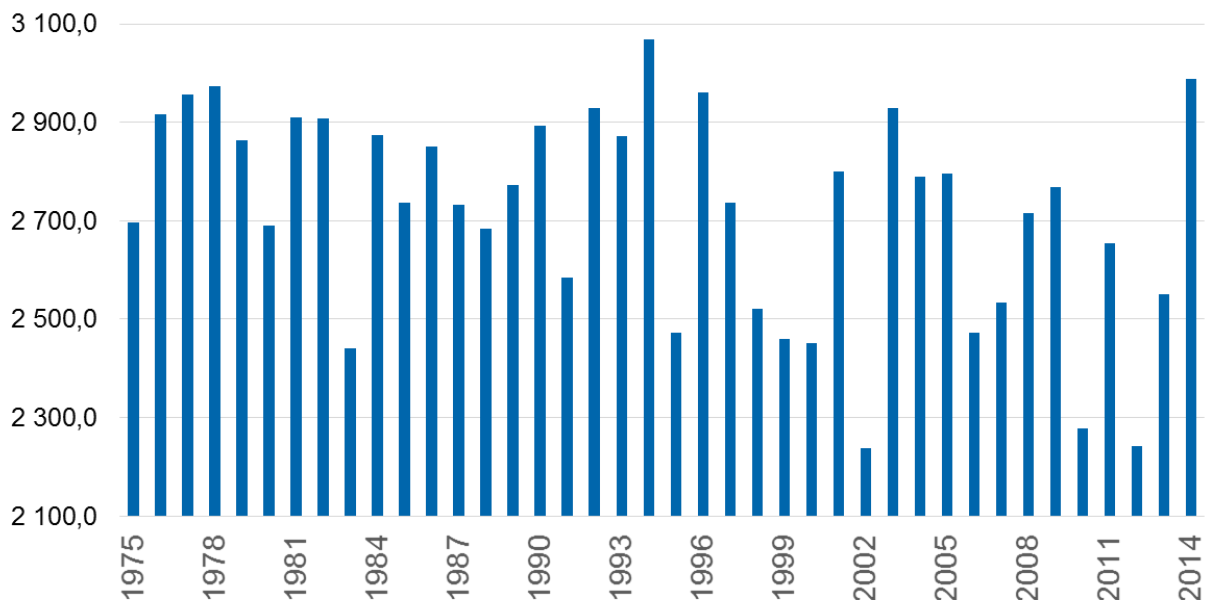
* Pour 2014: moyenne janvier à mai

11
12 Le marché a connu sa première période de volatilité depuis l'avènement des gaz de shale au
13 cours de l'hiver 2013-2014. Un événement météorologique inhabituel appelé «vortex polaire»
14 a fait grimper les prix du gaz naturel à des niveaux inégalés cet hiver. Des épisodes sévères

1 et prolongés de froid intense ont frappé une bonne partie de l'Amérique du Nord sans relâche
 2 entre les mois de décembre 2013 et mars 2014. L'hiver 2013-2014 a été le plus froid des
 3 20 dernières années. Le graphique suivant présente les degrés-jours réels, en base 13,
 4 depuis 1975.

Graphique 9

Degrés jour réels de chauffage au Québec
 (franchise de Gaz Métro)
 (novembre à mars)



5
 6 Ces facteurs climatiques ont eu un impact important sur le marché nord-américain du gaz
 7 naturel en ayant un effet à la hausse sur la demande aux fins de chauffage. De plus, les
 8 températures polaires des mois de janvier et février ont provoqué le gel de certains puits de
 9 gaz aux États-Unis. L'eau contenue dans les puits s'est transformée en glace arrêtant ainsi
 10 l'écoulement du gaz naturel. D'ailleurs, la firme PIRA estime que la brutalité de l'hiver a eu
 11 pour effet d'augmenter la demande de gaz aux États-Unis de 985 Bcf par rapport à un hiver
 12 normal et aurait entraîné une baisse de la production en raison des gels de puits d'environ
 13 185 Bcf.

1 L'augmentation de la demande, combinée à l'abaissement de la production, a chamboulé
2 l'équilibre gazier et a diminué de façon considérable les niveaux d'entreposage partout sur le
3 continent nord-américain. Dans l'est du Canada, la situation a atteint un niveau critique. En
4 date du 7 mars, par exemple, les niveaux de gaz étaient de 25 Bcf, et l'hiver n'était pas fini.
5 La normale pour cette période de l'année se situe autour de 85 Bcf.

6 Certains jours, les prix spot quotidiens ont grimpé à des niveaux inédits (80 \$ à New York,
7 78 \$ à Boston, 45 \$ à Dawn et 30 \$ à Empress). Certes, le Nord-Est des États-Unis est habitué
8 aux fortes pointes de prix en hiver en raison des goulots d'étranglement sur les réseaux
9 pipeliniers qui desservent ces régions. Mais jamais une telle situation n'avait frappé autant les
10 marchés canadiens de Dawn et d'Empress. La volatilité des prix cet hiver met en évidence la
11 bataille que se livraient les différents marchés pour attirer la molécule au cours de cet hiver
12 exceptionnel où les niveaux des stocks ont atteint des niveaux extrêmement bas.

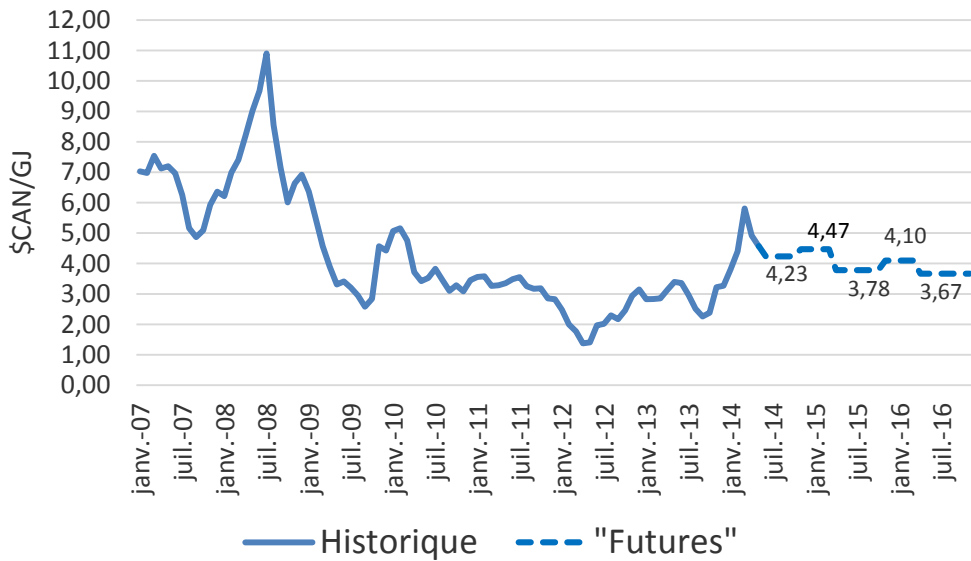
13 Maintenant que cet hiver atypique est terminé, à quoi peut-on s'attendre en termes de prix
14 pour les saisons à venir?

15 Pour le moment, tous les yeux sont rivés sur la reconstruction des stocks nord-américains de
16 gaz naturel. La demande pour les remplir est élevée et vient en concurrence avec la demande
17 des autres utilisateurs, notamment les producteurs d'électricité. Cela déclenche une
18 dynamique de prix un peu plus haussière par rapport aux étés que nous avons vécus depuis
19 2009.

20 Les trois graphiques suivants montrent les prix « Futures » à Empress et à Dawn ainsi que le
21 différentiel de prix au cours des prochaines années, tels que publiés par TD Securities en
22 date du 19 mai 2014. Notons que l'impact de l'hiver sur la courbe de prix « Futures » est
23 d'assez courte durée. Quant au différentiel de prix entre AECO et Dawn, il revient à des
24 valeurs semblables à celles affichées sur le marché avant les turbulences de l'hiver
25 2013-2014.

Graphique 10

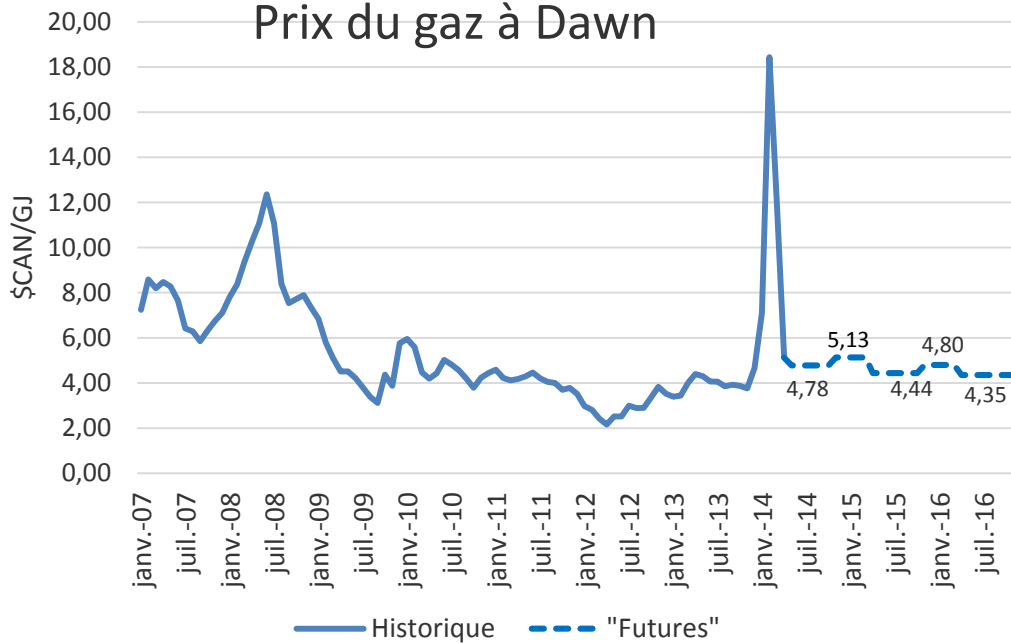
Prix du gaz à Empress



1

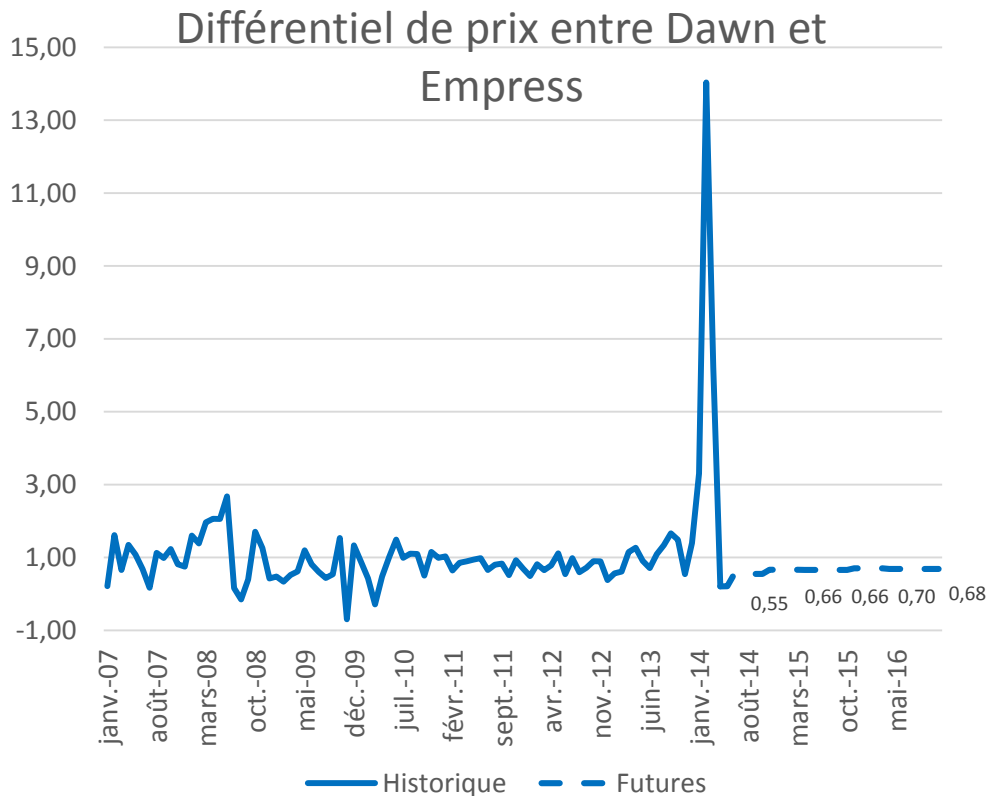
Graphique 11

Prix du gaz à Dawn



2

Graphique 12



1

2 Les prix « Futures » reviennent à des niveaux semblables à ceux observés depuis 2009 parce
3 que les tendances de fond du marché sont toujours présentes. En effet,

4 • les coûts de production de gaz naturel sur une base unitaire continuent de baisser,
5 principalement en raison des gains d'efficacité reliés aux techniques de forage ;

6 • l'offre continentale de gaz naturel continue de croître malgré la faiblesse des prix du
7 gaz naturel et la baisse considérable des forages ;

8 • les producteurs poursuivent leurs activités vers le développement de réserves de gaz
9 de shale riches en liquides, tels que le pentane, le butane, le propane et l'éthane. Les
10 revenus provenant de la vente de ces liquides rendent plus lucrative l'exploitation des
11 gisements de gaz de shale ;

12 • une partie de la production gazière est également associée à la production pétrolière
13 qui est en forte croissance aux États-Unis ; et

- 1 • des gains de production importants sont attendus dans les bassins de Marcellus et de
2 l'Utica.

3 L'annexe 1 présente l'évolution historique et la valeur des « Futures » des différentiels de lieu
4 par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange du gaz naturel.

1.7. En résumé

5 La production du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada en déclin et l'augmentation de la
6 demande prévue des sables bitumineux et des projets d'exportation de gaz naturel liquéfié
7 en Colombie-Britannique contribueront à diminuer la disponibilité de cette source
8 d'approvisionnement vers l'est du Canada.

9 Parallèlement, Marcellus est devenu le plus grand bassin de production en Amérique du Nord
10 et le bassin de l'Utica se développera progressivement à moyen terme. L'intérêt que porte
11 Gaz Métro à Marcellus et Utica réside dans la proximité avec son territoire.

12 Gaz Métro n'a aucun contrôle sur le prix de la molécule en Amérique du Nord. Par contre, elle
13 prend les dispositions nécessaires pour gérer avec soin les risques inhérents à ses
14 approvisionnements gaziers. Quant au contexte relié aux capacités de transport, Gaz Métro
15 analysera toutes les avenues possibles, réglementaires et légales, pour assurer la sécurité
16 d'approvisionnement de sa clientèle à long terme. La section 7 du présent document présente
17 la stratégie d'approvisionnement pour l'horizon 2015-2018.

1.8. Références

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

- 20 (1) PIRA, US Gas Rig Activity as of May 23, 2014
21 (2) Energy Information Administration, Drilling Productivity Report, May 2014
22 (3) Energy Information Administration, site Internet
23 (4) PIRA, North American Natural Gas, April 25, 2014
24 (5) PIRA, North American Gas Forecast Monthly, November 22, 2013
25 (6) PIRA, North American Gas Forecast Monthly, October 25, 2013
26 (7) PIRA, North American Gas Forecast Monthly, December 20, 2013

- 1 (8) Office national de l'énergie, Avenir énergétique du Canada 2013 - Offre et demande
2 énergétiques à l'horizon 2035 - Novembre 2013
- 3 (9) Office national de l'énergie, Calendrier pour l'examen des demandes de licences
4 d'exportation de GNL, 28 mai 2014
- 5 (10) Office national de l'énergie, Lettre de décision,
6 Dossier OF-EI-Gas-GL-T293-2013-01 01, 16 avril 2014
- 7 (11) Statistique Canada – Tableau 129-004
- 8 (12) Office national de l'énergie, site Internet
- 9 (13) Union Gas Limited, site Internet

2. CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

10 2.1. Hypothèses économiques

11 Le tableau ci-dessous présente les hypothèses économiques utilisées dans ce plan
12 d'approvisionnement.

Tableau 3

Hypothèses économiques				
	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
Croissance du PIB québécois	1,9 %	2,0 %	1,9 %	1,6 %
Taux d'inflation québécoise	1,8 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,90	0,89	0,89	0,89

Sources des prévisions

1	<i>PIB Québec 2014-2015</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
2		<i>Desjardins (jan. 14)</i>
3		<i>Banque Royale du Canada (déc. 13)</i>
4		<i>Conference Board du Canada (fév. 14)</i>
5		<i>Banque de Montréal (fév. 14)</i>
6		<i>Banque Toronto Dominion (jan. 14)</i>
7		<i>Banque Nationale (hiver 14)</i>
8		<i>Banque Scotia (jan. 14)</i>
9	<i>PIB Québec 2015-2016 à 2017-2018</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
10		<i>Desjardins (jan. 14)</i>
11		<i>Conference Board du Canada (fév. 14)</i>
12	<i>Inflation Québec 2014-2015</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
13		<i>Desjardins (jan. 14)</i>
14		<i>Banque Royale du Canada (déc. 13)</i>
15		<i>Banque de Montréal (jan. 14)</i>
16		<i>Conference Board du Canada (fév. 14)</i>
17		<i>Banque Toronto Dominion (jan. 14)</i>
18		<i>Banque Nationale (hiver 14)</i>
19	<i>Inflation Québec 2015-2016 et 2017-2018</i>	<i>Moyenne de prévisions :</i>
20		<i>Desjardins (jan. 14)</i>
21		<i>Conference Board du Canada (fév. 14)</i>
22	<i>Taux de change 2014-2015 à 2017-2018</i>	<i>TD Securities – valeur des « Futures », moyenne du 10 au</i>
23		<i>21 février 2014</i>

2.2. Hypothèses énergétiques

Gaz naturel

24 Le Tableau 4 présente les prix des « Futures » offerts sur le marché financier pour les périodes
25 couvertes par le plan d'approvisionnement. Les hypothèses retenues par Gaz Métro sont
26 présentées au Tableau 5.

27 Gaz Métro a utilisé les prix des contrats d'échange sur le marché financier pour arrêter ses
28 hypothèses quant au prix du gaz naturel.

1 Pour le plan d'approvisionnement 2015-2018, Gaz Métro a maintenu son calcul du prix de
2 fourniture à Empress en attendant de développer la méthodologie relative au transfert à
3 Dawn.

Tableau 4

Marché financier - Moyenne du 10 au 21 février 2014				
Prix du gaz naturel - \$CAN/Gj				
	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
AECO	4,03 \$	3,46 \$	3,44 \$	3,57 \$
Empress	4,06 \$	3,57 \$	3,58 \$	3,71 \$
Dawn	4,76 \$	4,28 \$	4,34 \$	4,39 \$
Nymex - Henry Hub	4,62 \$	4,36 \$	4,39 \$	4,43 \$

4 *Source : TD Securities*

Tableau 5

Hypothèses retenues (\$CAN/GJ)				
	octobre	nov.- mars	avr.-sept.	année
2014-2015				
Prix à AECO	4,44	4,56	3,52	4,03
Prix à Empress	4,50	4,58	3,55	4,06
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	4,15	3,85	3,84	3,87
2015-2016				
Prix à AECO	3,53	3,80	3,17	3,46
Prix à Empress	3,56	3,91	3,29	3,57
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,69	3,65	3,71	3,68
2016-2017				
Prix à AECO	3,23	3,71	3,24	3,44
Prix à Empress	3,35	3,85	3,39	3,58
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,67	3,64	3,74	3,69
2018-2019				
Prix à AECO	3,31	3,83	3,39	3,57
Prix à Empress	3,46	3,97	3,54	3,71
Prix du service de fourniture de gaz naturel *	3,73	3,69	3,84	3,77

* *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 financiers
5 déjà en place au moment d'effectuer le calcul.

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

Tableau 6

	\$/GJ	¢/m3
Année 2015		
Été 2015 (octobre 2014 et avril à sept. 2015)	3,69	13,981
Hiver 2015 (nov. 2014 à mars 2015)	4,58	17,354
Écart de prix	0,89	3,372
Année 2016		
Été 2016 (octobre 2015 et avril à sept. 2016)	3,33	12,617
Hiver 2016 (nov. 2015 à mars 2016)	3,91	14,815
Écart de prix	0,58	2,198
Année 2017		
Été 2017 (octobre 2016 et avril à sept. 2017)	3,38	12,807
Hiver 2017 (nov. 2016 à mars 2017)	3,85	14,588
Écart de prix	0,47	1,781
Année 2018		
Été 2018 (octobre 2017 et avril à sept. 2018)	3,53	13,375
Hiver 2018 (nov. 2017 à mars 2018)	3,97	15,042
Écart de prix	0,44	1,667

1 Ces prix été/hiver sont utilisés dans l'évaluation de la portion équilibrage incluse au service
2 de fourniture à être versée au compte de frais reportés « Équilibrage » considéré dans les
3 coûts d'équilibrage de la Cause tarifaire 2015.

4 Prix du pétrole et produits pétroliers

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

Tableau 7

Marché financier WTI - moyenne du 10 au 21 février 2014			
\$US/baril			
2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
90,70	84,67	81,27	79,28

7 *Source : TD Securities*

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

Tableau 8

Hypothèses retenues	
2014-2015	
Prix du WTI (\$US/baril)	90,70
Mazout no 6, 1,5% soufre (\$CAN/baril)	102,31
Mazout no 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	101,16
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,91
2015-2016	
Prix du WTI (\$US/baril)	84,67
Mazout no 6, 1,5% soufre (\$CAN/baril)	98,12
Mazout no 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	97,02
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,87
2016-2017	
Prix du WTI (\$US/baril)	81,27
Mazout no 6, 1,5% soufre (\$CAN/baril)	95,30
Mazout no 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	94,23
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,85
2017-2018	
Prix du WTI (\$US/baril)	79,28
Mazout no 6, 1,5% soufre (\$CAN/baril)	93,29
Mazout no 6, 2,0 % soufre (\$CAN/baril)	92,25
Mazout no 2 (\$CAN/litre)	0,83

1 *Source : TD Securities*

Tarifs de l'électricité

2 Pour ce qui est des tarifs d'électricité, Gaz Métro utilise l'hypothèse que les tarifs en vigueur
3 en avril 2013 seraient majorés de 2,0 % pour chaque année de 2015 à 2018, applicables au
4 1^{er} avril.

3. SITUATION CONCURRENTIELLE

5 La situation concurrentielle indique la position relative de la facture de consommation de gaz
6 naturel par rapport à celle du mazout ou de l'électricité selon certains segments clés de la clientèle
7 de Gaz Métro. Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien, d'installation des équipements ainsi
8 que les taxes ne sont pas inclus dans ce calcul. La situation concurrentielle du gaz naturel par

1 rapport au mazout est obtenue en calculant le ratio du coût annuel du mazout sur le coût annuel
2 du gaz naturel, multiplié par 100. De la même manière, la situation concurrentielle du gaz naturel
3 par rapport à l'électricité est obtenue en utilisant le ratio du coût annuel de l'électricité sur le coût
4 annuel du gaz naturel. Un ratio inférieur à 100 indique une situation concurrentielle défavorable
5 au gaz naturel alors qu'à l'inverse un ratio supérieur à 100 illustre une situation concurrentielle
6 favorable au gaz naturel.

7 Les mesures de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2015-2018 sont
8 établies à partir des prévisions de prix de la section 2 du présent document. Cependant, elles
9 sont évaluées en fonction des tarifs actuellement en vigueur. Gaz Métro a exclu le taux actuel du
10 Fonds vert afin de le remplacer par un taux associé au SPEDE. D'autres modifications à la
11 structure tarifaire ou aux taux utilisés pourraient donc influencer sur la situation concurrentielle
12 présentée.

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

18 Bien que Gaz Métro mesure la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement
19 2015-2018 en excluant les modifications à la structure tarifaire, elle a estimé l'impact tarifaire de
20 l'introduction du SPEDE pour en tenir compte. L'impact à long terme est difficile à évaluer puisque
21 les prix des droits compensatoires pour chacune des années du plan ne sont pas encore connus
22 par Gaz Métro. Le prix du SPEDE pour un droit d'émission d'une tonne de CO² est estimé aux
23 environs de 13,51 \$CAN en 2015². Ce même taux a été maintenu pour les années subséquentes.
24 À partir de ces estimations, l'impact du SPEDE sur la situation concurrentielle du gaz naturel fera
25 diminuer son avantage par rapport à l'électricité tel que présenté au Tableau 9.

² Prix utilisé dans la pièce Cause tarifaire 2015, R-3879-2014 –Graphique 15

Tableau 9

SITUATION CONCURRENTIELLE
SPEDE versus Fonds vert

Marché Volumes	Résidentiel 2 657 m ³	Affaires 41 500 m ³	Industriel* 10 000 000 m ³
1 2014 (Fonds vert)			
2 Mazout n°2	159	179	262
3 Électricité	110	143	195
4 2015 (SPEDE) - 13,51 \$/TCO₂			
5 Mazout n°2	158	177	253
6 Électricité	107	137	182

* la position concurrentielle a été calculé en fonction du mazout n° 6 (2% soufre)

1 Dans le domaine résidentiel, l'avantage par rapport à l'électricité sera aux environs de 7 %. Tandis
2 que pour les autres domaines l'avantage concurrentiel par rapport au mazout et à l'électricité
3 restera supérieur à 37 % et atteindra plus de 153 % par rapport au mazout³. Pour le marché VGE
4 (industriel), puisque les prévisions de consommation de gaz sont faites client par client,
5 Gaz Métro estime que les clients tiennent compte de l'effet de la hausse de prix dû à l'introduction
6 du SPEDE dans les volumes qui lui sont rapportés. Pour l'ensemble des marchés, la position
7 concurrentielle du gaz naturel face au mazout est favorable et l'impact de l'entrée en vigueur du
8 SPEDE sur la facture énergétique d'un client devrait être plus élevé pour un client consommant
9 du mazout qu'un client au gaz naturel.

3.1. Grandes entreprises

10 Les cas types présentés au Tableau 10 pour la grande entreprise sont établis en fonction du prix
11 des contrats d'un an à Empress pour la fourniture de gaz naturel et des taux moyens de l'année
12 en cours, par sous-palier tarifaire, pour les autres composantes de la facture. Le prix à Empress
13 est utilisé comme référence pour le prix de fourniture. La conversion vers le mazout est faite en
14 considérant une efficacité énergétique équivalente au gaz naturel. De plus, Gaz Métro pose
15 comme hypothèse que le prix du mazout doit être majoré d'environ 1,00 \$/baril afin d'inclure les
16 coûts de transport pour que le mazout soit acheminé au client puisque dans la composition du

³ La situation comparative à long terme du gaz naturel par rapport au mazout diminue malgré que ses émissions soient plus faibles. Ceci est dû à l'importance relative plus forte du SPEDE dans le coût du gaz naturel par rapport au mazout. Malgré la diminution de l'avantage comparatif du gaz naturel comparé au mazout, le prix du mazout augmente tout de même plus rapidement que celui du gaz naturel.

1 prix du gaz naturel, le transport y est inclus. Cette hypothèse repose sur une moyenne des coûts
2 de transport estimés par municipalité⁴. Un supplément de 6,76 \$/baril⁵ est ajouté afin de tenir
3 compte de la contribution relative au SPEDE. Il est à noter que les cas types sont calculés pour
4 des clients qui ne seraient pas considérés comme étant de grands émetteurs.

Tableau 10

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2015 à 2018
Marché des grandes entreprises

(Gaz naturel = 100) Palier tarifaire		Service continu		Service interruptible	
		4.6	4.7	5.5	5.7
4 2014-2015					
5	Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	218	228	222	247
6	Mazout n° 6 (2 % soufre)	215	226	220	245
7 2015-2016					
8	Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	211	222	215	240
9	Mazout n° 6 (2 % soufre)	209	220	213	238
7 2016-2017					
8	Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	205	215	209	233
9	Mazout n° 6 (2 % soufre)	203	213	207	230
7 2017-2018					
8	Mazout n° 6 (1,5 % soufre)	197	207	201	201
9	Mazout n° 6 (2 % soufre)	195	205	199	199

5 Pour les quatre années du plan d’approvisionnement, le gaz naturel maintiendra une situation
6 concurrentielle à **long terme** largement favorable. Au cours de cette période, le mazout n° 6
7 devrait avoir un coût de 95 % à 147 % supérieur à celui du gaz naturel.

8 La situation concurrentielle à **court terme** devrait être tout aussi favorable. L’écart de prix
9 moyen projeté entre le mazout n° 6 et le gaz naturel pour les contrats à court terme est
10 présenté au Tableau 11. Ainsi, le gaz naturel devrait bénéficier d’un écart favorable allant de
11 10,41 \$/GJ en 2015 à 9,25\$/GJ en 2018.

⁴ <http://www.regie-energie.qc.ca/energie/composantes.php>

⁵ Basé sur un prix de 13,51 \$ par tonne de CO₂

Tableau 11

ÉCART DE PRIX MOYEN PROJETÉ 2015 à 2018
Marché de la grande entreprise – Contrats à court terme

(Écart positif favorable gaz naturel)	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018
1 Écart de prix en \$/GJ				
2 Mazout n° 6 vs gaz naturel	10,41	10,25	9,80	9,25

3.1.1. Marché résidentiel

Les cas types présentés au Tableau 12 et au Tableau 13 pour les clients à petit et moyen débits sont établis en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. La facture totale au gaz naturel est calculée en fonction du prix du service de fourniture de gaz naturel et du taux de compression prévus pour chacune des années, alors que les autres composantes de la facture sont calculées selon les tarifs actuellement en vigueur (clients au tarif D₁ pour les profils chauffage et client au tarif D₃ pour le cas à profil stable). Gaz Métro a par contre intégré le prix du SPEDE prévu en 2015 pour toutes les années du plan. Tout comme pour le prix du mazout no 6, un supplément (de 10 ¢/l au marché résidentiel et entre 7,5 ¢/l et 1,5 ¢/l, selon le cas au marché affaires) est ajouté au prix de gros (rampe de chargement) du mazout no 2, afin de refléter les prix payés par les utilisateurs finaux, soit les clients. Ces suppléments permettent de prendre en compte les coûts de transport, ainsi que les marges de distribution associées aux marchés résidentiel et affaires. De surcroît, ces majorations sont basées sur les marges de distribution moyennes analysées pour les premiers mois de 2014⁶. Une majoration relative au SPEDE de (3,69 ¢/l) est également considérée.

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

⁶ Les marges de distribution ont été analysées à partir des données de la Régie de l'énergie du Québec (prix moyen de détail du mazout léger : <http://www.regie-energie.qc.ca/energie/archives/mazout/mazout2014.pdf>), ainsi que de celles publiées par MJ Ervin and Associate (<http://www.kentmarketingservices.com/dnn/PetroleumPriceData.aspx>).

Tableau 12

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2015 à 2018
Marché résidentiel (chauffage)

(Gaz naturel = 100)	Nouvelle construction Équipements neufs et efficaces	Construction existante Équipements neufs et efficaces	Construction existante Équipements existants
Vol. an. de chauf.	1 417 m ³	2 151 m ³	2 674 m ³
1 2014-2015			
2 Mazout n°2	144	155	146
3 Électricité	113	122	101
4 2015-2016			
5 Mazout n°2	145	156	146
6 Électricité	115	124	103
7 2016-2017			
8 Mazout n°2	160	172	162
9 Électricité	117	127	105
10 2017-2018			
11 Mazout n°2	175	188	177
12 Électricité	119	129	106

1 De 2015 à 2018, Gaz Métro anticipe une situation concurrentielle favorable au gaz naturel
2 par rapport au mazout n° 2 et à l'électricité pour le chauffage des clients résidentiels.

3 Considérant l'installation d'appareils efficaces, le gaz naturel permet d'éviter un surcoût
4 par rapport au mazout de l'ordre de 44 % à 88 % selon l'année considérée et les cas
5 présentés. Par rapport à l'électricité, le surcoût évité serait plutôt de l'ordre de 13 % à
6 29 %.

7 Pour sa part, un client existant n'ayant pas modernisé ses appareils paiera tout de même
8 moins cher pour se chauffer que s'il possédait un appareil aussi ancien au mazout : le
9 coût évité devrait se situer entre 46 % et 77 %. L'avantage du gaz naturel est également
10 suffisant pour que ce client gagne à se chauffer au gaz naturel plutôt qu'à l'électricité, soit
11 un coût évité entre 1% et 6 %.

3.1.2. Marché affaires

Tableau 13

SITUATION CONCURRENTIELLE PROJETÉE 2015 à 2018

Marché affaires

(Gaz naturel = 100) Volume annuel	Profils chauffage				Profil stable 400 000 m ³
	14 600 m ³	41 500 m ³	100 000 m ³	400 000 m ³	
1 2014-2015					
2 Mazout n°2	165	179	192	209	283
3 Électricité	122	137	135	151	206
4 2015-2016					
5 Mazout n°2	160	174	185	202	274
6 Électricité	124	137	137	153	209
7 2016-2017					
8 Mazout n°2	156	170	181	197	266
9 Électricité	126	139	140	156	212
10 2017-2018					
11 Mazout n°2	153	165	176	192	258
12 Électricité	128	141	142	158	214

1 La situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires
2 demeurera largement favorable de 2015 à 2018. L'avantage concurrentiel du gaz naturel
3 variera de 53 % à 183 % selon l'année et la quantité de gaz naturel consommée
4 annuellement, l'avantage augmentant avec le niveau de consommation.

5 Face à l'électricité, l'avantage sera moins important, mais tout de même largement
6 favorable au gaz naturel. Cet avantage est prévu varier de 22 % à 114 % selon le cas et
7 l'année considérés.

8 Pour le marché affaires, l'efficacité est de 70 % au gaz naturel pour tous les cas types.
9 Dans le cas du mazout, l'efficacité est équivalente à celle du gaz naturel et elle est
10 constante à 97 % pour l'électricité.

4. PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2014)

11 Lors de la dernière cause tarifaire, les prévisions pour l'année 2014 avaient été évaluées
12 plusieurs mois avant le début de l'année financière à partir des hypothèses économiques et des

1 informations disponibles pour les différents marchés. Les données utilisées ont varié depuis et, à
2 la lumière des mois réels déjà vécus, de nouvelles prévisions de demande pour l'année 2014 ont
3 été établies. La présente section explique les écarts entre les volumes prévus lors de la Cause
4 tarifaire 2014 et la révision budgétaire la plus récente de l'année en cours, soit la révision
5 5/7 2014.

4.1. Livraisons 2013-2014 pour le marché des grandes entreprises

6 Le Tableau 14 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles établie au moment
7 de la Cause tarifaire 2014 (3 053,3 10⁶m³) et la révision budgétaire 5/7 2014 (2 914,9 10⁶m³).
8 Les volumes présentés dans le Tableau 14 incluent ceux du GNL. Les volumes de la
9 révision 5/7 sont présentés après interruptions. La résultante de chacun des exercices est
10 présentée à la ligne 29. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une
11 variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Tableau 14

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES
Cause tarifaire 2014 vs Révision budgétaire 5/7 2014

DESCRIPTION	Prévision Cause 2014	Révision 5/7 2014
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
1 Livraisons au 30 septembre 2013	2 892,1*	2 850,4**
2 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(26,7)	(21,3)
3 Continu D ₄	(17,1)	(16,7)
4 Interruptible D ₅	(9,6)	(4,6)
5 Gains (pertes) face à la concurrence	(20,5)	(2,3)
6 Continu D ₄	(19,3)	-
7 Interruptible D ₅	(1,2)	(2,3)
8 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	107,0	(21,2)
9 Continu D ₄	119,3	(18,2)
10 Interruptible D ₅	(12,3)	(3,0)
11 Fluctuations de production	15,8	180,0
12 Continu D ₄	27,0	242,6
13 Interruptible D ₅	(11,2)	(62,5)
14 Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃, D_M et D₄, D₅	19,0	20,8
15 Continu D ₄	152,9	64,8
16 Interruptible D ₅	(133,9)	(43,9)
17 Nouvelles ventes	52,0	28,3
18 Continu D ₄	32,0	21,5
19 Interruptible D ₅	19,9	6,8
20 Gaz d'appoint concurrence	-	(45,0)
21 Continu D ₄	-	-
22 Interruptible D ₅	-	(45,0)
23 Gaz naturel liquéfié	14,6	(0,7)
24 Continu D ₄	-	-
25 Interruptible D ₅	14,6	(0,7)
26 Interruptions	-	(74,2)
27 Continu D ₄	-	-
28 Interruptible D ₅	-	(74,2)
29 Livraisons anticipées au 30 septembre 2014	3 053,3	2 914,9

* Livraisons anticipées 2013, Révision budgétaire 5/7 2013 (R-3837-2013, Gaz Métro-2, Document 1, p.42)

** Livraisons réelles 2013 (R-3871-2013, Gaz Métro-9, document 1, l.17 + l.30) et incluant les volumes réels de GNL (R-3871-2013, Gaz Métro-18, document 2, page 2)

1 Les livraisons prévues lors de la révision budgétaire 5/7 2014 sont inférieures de 141,8 10⁶m³
2 aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire 2014
3 (2 914,9 10⁶m³ vs 3 053,3 10⁶m³). Notons que les prévisions de la Cause tarifaire 2014 ne
4 tiennent pas compte des interruptions tandis que les volumes de 5/7 2014 intègrent cinq mois
5 de volumes réels livrés incluant les interruptions (la période d'interruption étant de novembre
6 à mars) et sept mois prévisionnels. Ainsi, la diminution que l'on observe entre ce qui a été
7 prévu entre la Cause 2014 et le 5/7 2014 s'explique principalement par l'hiver rigoureux de
8 2014 et de nombreux clients du tarif D₅ qui ont dû être interrompus. Le gaz d'appoint pour
9 éviter une interruption (GAI) était coûteux et peu disponible. Plusieurs clients ont donc dû
10 utiliser leurs propres sources d'énergies et du mazout lors des périodes d'interruption.

11 De plus, les volumes en gaz d'appoint concurrence (GAC) n'ont pas atteint les niveaux
12 prévus, puisqu'un seul client consomme encore du GAC, contrairement aux trois prévus lors
13 de la Cause tarifaire 2014. Gaz Métro estimait, dans le cadre de la Cause tarifaire 2014, que
14 plusieurs nouvelles ventes proviendraient à la fois à des ajouts de charge chez des clients
15 existants qu'à l'arrivée de nouveaux clients, dont quelques cimenteries. Historiquement, les
16 prix du gaz naturel étaient trop élevés pour concurrencer le charbon et le coke de pétrole,
17 principales sources d'énergie utilisées par les cimenteries. Les prix bas du gaz naturel,
18 combinés à des aides financières externes possibles permettaient à Gaz Métro de croire que
19 le gaz naturel serait en bonne position pour concurrencer le charbon et le coke de pétrole.
20 Dans les faits, ces nouvelles ventes en GAC ne se sont pas concrétisées. Présentement,
21 même si certains des clients qui avaient été considérés à la Cause tarifaire 2014 ont les
22 installations pour consommer du gaz naturel, ils continuent d'utiliser du charbon et d'autres
23 sources d'énergie alternatives encore moins coûteuses que le gaz naturel. La hausse du prix
24 de la molécule depuis octobre 2013 fait en sorte qu'à moins d'une baisse importante du prix
25 de celle-ci, ces ventes ne devraient pas se réaliser.

26 On note aussi la fermeture imprévue d'un important client produisant de l'électricité et le lock-
27 out d'un client important dans le secteur de la chimie/pétrochimie qui explique la baisse des
28 volumes comptabilisés dans la catégorie *Récupérations liées à la conjoncture économique*
29 (ligne 8 du Tableau 14).

30 Ces baisses de volumes ont par contre été amoindries par plusieurs petites hausses de
31 consommation chez les clients de Gaz Métro ainsi que par l'augmentation notable de
32 consommation d'un grand client du secteur de la métallurgie. Lors de la Cause tarifaire 2014,

1 Gaz Métro prévoyait une croissance importante dans sa consommation pour l'année 2014.
2 Dans les faits, le client a apporté des modifications à ses équipements qui consommeront
3 davantage que ce qui avait initialement été prévu. Ces augmentations de production sont
4 comptabilisées dans la catégorie *Fluctuations de production* (ligne 11 du tableau 13).

5 Le prix encore bas du gaz naturel a aussi favorisé les transferts de livraisons entre les tarifs D₅
6 et D₄ (lignes 15 et 16 du Tableau 14). Plutôt que de consommer leur volume de gaz naturel
7 sous le service interruptible et ainsi risquer d'être interrompus en période de pointe et devoir
8 utiliser une autre source d'énergie plus dispendieuse, plusieurs clients ont fait le choix de
9 s'engager davantage au service continu. Tel que prévu, une baisse importante au tarif D₅
10 s'est fait sentir entre les années 2012, 2013 et 2014. Par contre, les volumes transférés n'ont
11 pas atteint les volumes qui avaient été prévus lors de l'établissement de la cause 2014. Cet
12 écart s'explique principalement par le fait qu'un client majeur du secteur de la pétrochimie a
13 retardé son transfert et le réalisera dès 2015. De plus, deux clients du secteur de la
14 pétrochimie et du secteur de l'aluminium ont aussi consommé moins que ce qui avait été
15 anticipé et ont donc amené à la baisse le solde de volume transféré initialement prévu lors de
16 la cause.

17 L'historique comparatif des livraisons globales entre les prévisions et le réel observé est
18 présenté à l'annexe 11, page 1.

4.2. Livraisons 2013-2014 pour le marché des petit et moyen débits

19 Le Tableau 15 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle établie au moment
20 de la Cause tarifaire 2014 (2 612,2 10⁶m³) et la révision budgétaire la plus récente de l'année
21 en cours, soit la révision 5/7 2014 (2 680.5 10⁶m³). La résultante de chacun des exercices est
22 présentée à la ligne 10. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une
23 variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Tableau 15

ÉCARTS DE LIVRAISONS AU MARCHÉ PETIT ET MOYEN DÉBITS
Cause tarifaire 2014 vs Révision budgétaire 5/7 2014
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Prévision Cause 2014	Révision 5/7 2014
1 Livraisons au 30 septembre 2013	2634,2*	2654,0**
2 Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(17,5)	(19,7)
3 Économie d'énergie hors programmes	(23,8)	(24,0)
4 Énergies nouvelles	(4,1)	(3,1)
5 Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(29,9)	12,5
6 Normale climatique	(12,5)	(12,5)
7 Impact du 29 février	-	-
8 Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	(20,0)	(16,1)
9 Maturation des nouvelles ventes	85,8	89,5
10 Livraisons anticipées au 30 septembre 2014	2 612,2	2 680,5

* *Livraisons anticipées 2013, Révision budgétaire 5/7 2013 (R-3837-2013, Gaz Métro-2, document 1, p.44)*

** *Livraisons réelles 2013 (R-3871-2013, Gaz Métro-9, document 1)*

1 Pour l'année 2014, une hausse de 71,2 10⁶m³ (2 612,2 10⁶m³ vs 2 6880,5 10⁶m³) de la
2 demande est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la Cause
3 tarifaire 2014. Parmi les facteurs ayant influencé les livraisons tels qu'énumérés aux lignes 2
4 à 9 du Tableau 15, l'impact le plus grand est causé par les « Pertes et variations liées à la
5 conjoncture et à la structure économique ». Plusieurs grands clients au tarif 1 ont enregistré
6 une hausse significative de leurs volumes de consommation. Le deuxième facteur qui
7 influence à la hausse les volumes est le transfert de volumes de clients du marché grandes
8 entreprises vers les tarifs D₁ et D₃. L'effet avait été anticipé en partie, mais les volumes de
9 quelques clients importants prévus demeurer au tarif D₄ et D₅ lors de la Cause tarifaire 2014
10 ont, dans les faits, été transférés au tarif D₁ ou D₃ et sont venus s'ajouter à l'impact déjà prévu.
11 La maturation des nouvelles ventes dépasse les volumes escomptés et a pour effet
12 d'augmenter légèrement les volumes (ligne 9 du Tableau 15).

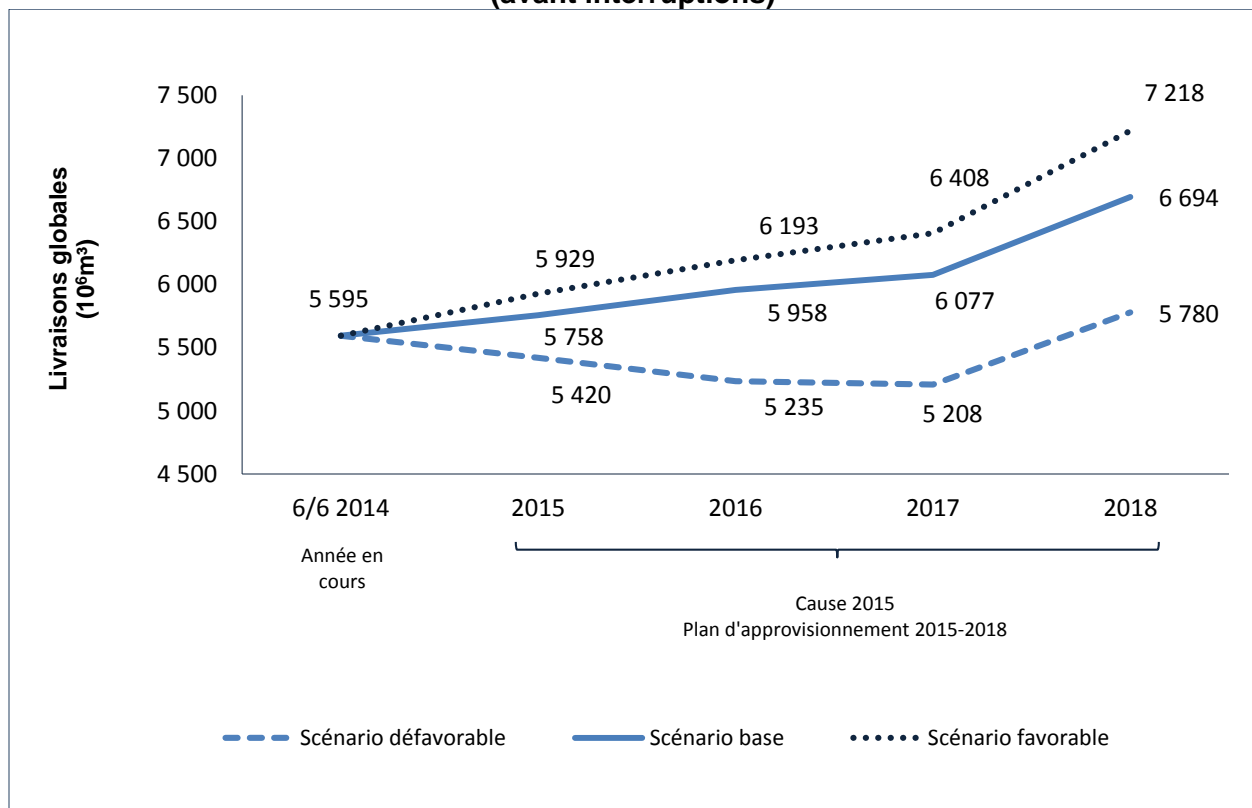
13 Les hausses de livraisons liées à ces facteurs sont toutefois compensées en partie par des
14 volumes liés au plan global d'efficacité énergétique. Il est à noter que le modèle utilise les
15 volumes mensuels réels et/ou prévisionnels de l'année précédente et est ajusté par différents
16 facteurs, comme démontré au Tableau 15.

5. PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2015-2018

1 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les quatre années du plan
 2 d'approvisionnement 2015-2018 et ce, pour les scénarios de base, favorable et défavorable. La
 3 résultante de chacun des scénarios est illustrée dans le graphique ci-dessous. Les volumes
 4 associés aux ventes de GNL sont inclus dans ces prévisions.

Graphique 13

Scénarios de base, favorable et défavorable Livraisons globales 2015-2018 (avant interruptions)



5.1. Scénario de base 2015-2018

5.1.1. Livraisons 2015-2018 pour le marché des grandes entreprises

5 La prévision de volumes pour le marché des grandes entreprises est faite client par client
 6 et n'utilise pas de modèle économique spécifique. Ce sont environ 415 clients,

1 consommant un peu plus de 50 %⁷ des volumes qui ont été contactés par les
2 représentants de Gaz Métro afin de produire des prévisions de livraisons propres à la
3 réalité de chacun. Gaz Métro discute avec chacun de ses clients dans le but d'établir des
4 prévisions sur l'horizon du plan d'approvisionnement et de tenir compte des facteurs
5 économiques et contextuels qui pourraient influencer la consommation des clients. Que
6 ce soit par le contexte de marché dans lequel évolue le client, des variations de production
7 qui sont anticipées, des dynamiques de prix des énergies alternatives, de l'efficacité
8 énergétique ou autres, les représentants de Gaz Métro s'informent sur les différents
9 paramètres pouvant modifier les habitudes de consommation de ses clients. Dans le but
10 de bien évaluer les prévisions des volumes, les représentants fournissent des historiques
11 de consommation à leur client afin d'établir le point de départ de leur prévision de
12 consommation représentatif de leur habitude normale de consommation. À partir des
13 volumes réels consommés, le conseiller discute des profils de consommations futures
14 avec son client et le questionne afin d'en justifier les écarts. Il est aussi à noter que les
15 clients qui consomment aux tarifs D₃ et D₄ s'engagent à respecter un certain volume
16 journalier - le volume souscrit - et que les clients qui désirent modifier leur engagement
17 doivent en informer Gaz Métro. Les règles décrites aux *Conditions de service et Tarif* sont
18 alors applicables.

19 Les raisons expliquant les variations de consommation sont ensuite regroupées en
20 grandes catégories. Le Tableau 16 présente la prévision de la demande de gaz naturel
21 pour le marché des grandes entreprises au scénario de base pour la durée du plan
22 d'approvisionnement. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une
23 variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

24 La ligne 2 du tableau 16, « Pertes liée à l'efficacité énergétique », correspond à la
25 réduction des volumes attribuables au Plan global en efficacité énergétique
26 (PGEÉ). L'impact du PGEÉ sur les volumes livrés est déterminé par rapport à l'historique
27 des gains en efficacité énergétique réalisé par le plan ainsi que par les prévisions des
28 économies des participants qui y sont actuellement engagés.

⁷ Les volumes des clients grandes entreprises représentent 52,79 % des volumes totaux en 2015

Tableau 16

LIVRAISONS GAZ NATUREL 2015-2018
GRANDES ENTREPRISES
(avant interruptions)

DESCRIPTION	Continu D4	Interruptible D5	Total
	106m³	106m³	106m³
1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2014*	2 291,2	623,7	2 914,9
2 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(23,3)	(4,5)	(27,8)
3 Gains (pertes) face à la concurrence	26,1	(1,3)	24,8
4 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	35,3	(1,0)	34,4
5 Fluctuations de production	(0,4)	(33,3)	(33,7)
6 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	224,5	(203,4)	21,1
7 Nouvelles ventes	21,6	9,0	30,6
8 Gaz d'appoint concurrence	-	(17,6)	(17,6)
9 Interruptions	-	74,2	74,2
10 Gaz naturel liquéfié	-	18,6	18,6
11 Livraisons anticipées au 30 septembre 2015	2 575,0	464,6	3 039,5
12 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(17,7)	(3,2)	(20,9)
13 Gains (pertes) face à la concurrence	48,2	5,9	54,0
14 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	13,6	-	13,6
15 Fluctuations de production	18,7	(5,2)	13,5
16 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	4,4	10,3	14,6
17 Nouvelles ventes	67,9	6,1	74,0
18 Gaz d'appoint concurrence	-	5,9	5,9
19 Impact du 29 février	8,5	1,8	10,3
20 Gaz naturel liquéfié	-	17,3	17,3
21 Livraisons anticipées au 30 septembre 2016	2 718,5	503,4	3 221,9
22 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(18,8)	(3,4)	(22,2)
23 Gains (pertes) face à la concurrence	48,2	7,0	55,1
24 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	-	-	-
25 Fluctuations de production	23,7	0,0	23,7
26 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	41,5	(46,9)	(5,4)
27 Nouvelles ventes	21,9	-	21,9
28 Gaz d'appoint concurrence	-	7,0	7,0
29 Impact du 29 février	(8,5)	(1,8)	(10,3)
30 Gaz naturel liquéfié	91,6	(36,4)	55,2
31 Livraisons anticipées au 30 septembre 2017	2 918,1	428,8	3 346,9
32 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(18,8)	(3,4)	(22,2)
33 Gains (pertes) face à la concurrence	-	2,0	2,0
34 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	-	-	-
35 Fluctuations de production	19,7	1,4	21,1
36 Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-	-	-
37 Nouvelles ventes	570,4	-	570,4
38 Gaz d'appoint concurrence	-	-	-
39 Gaz naturel liquéfié	37,7	(3,1)	34,6
40 Livraisons anticipées au 30 septembre 2018	3 527,1	425,7	3 952,8

* Les livraisons anticipées au 30 septembre 2014 sont après interruptions

1 Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises augmenteront sur la durée
2 du plan d'approvisionnement, passant de 2 914,9 10⁶m³ en 2014 à 3 918,2 10⁶m³ en 2018.
3 La position concurrentielle favorable du gaz par rapport au mazout qui perdure ainsi que
4 les nombreuses interruptions causées par l'hiver rigoureux de 2014 ont fait en sorte qu'
5 un intérêt de plus en plus marqué pour les clients au service interruptible à passer au
6 service continu est observé. La ligne 6 du Tableau 16 reflète cette tendance. Les volumes
7 transférés vers le service continu qui ont été considérés sont ceux des clients qui au
8 premier mai 2014 se sont engagés contractuellement à aller au service continu. Les
9 ententes signées avec ces clients couvrent une durée de trois à cinq ans. Afin de tenir
10 compte de la problématique des enjeux de saturation de réseau, quatre clients sur un
11 tronçon saturé migreront au service continu seulement pour la première année du plan.
12 Un retour au service interruptible est prévu dès novembre 2016.

13 Étant donné que les prévisions de la Cause 2015 sont réalisées avant interruptions et que
14 les volumes au 30 septembre 2014 sont présentés après interruption, la ligne #9 présente
15 un écart d'interruption de 74,2 10⁶ m³ qui se matérialise en 2015.

16 La fin du lock-out d'un client important dans le secteur de la chimie/pétrochimie amenant
17 la reprise complète de ses opérations (environ 11 10⁶m³) et la hausse de production
18 provenant d'un grand client du secteur de la métallurgie (environ 29 Mm³) à la suite d'une
19 demande croissante sur le marché sont contrebalancés par des pertes chez un client dans
20 le secteur de l'aluminerie (environ 6 10⁶ m³). Ces variations expliquent la hausse des
21 volumes comptabilisés dans la catégorie Récupérations liées à la conjoncture
22 économique (ligne 4, du Tableau 16)

23 Pour les années 2015, 2016 et 2017, la hausse provient également des nouvelles ventes
24 prévues au cours des prochaines années, elles-mêmes stimulées par la position
25 concurrentielle favorable du gaz naturel qui se maintient. L'arrivée de clients œuvrant dans
26 les domaines des produits chimiques, de l'aluminium et de la métallurgie est prévue.
27 Finalement, pour l'année 2018, l'implantation d'un client majeur fabricant des produits
28 fertilisants amène une hausse considérable des volumes en *nouvelles ventes*.

29 Dès 2015, un client déplace sa consommation de propane vers le gaz naturel, ce qui
30 explique les volumes additionnels de 26,1 10⁶m³ à la ligne « Gains (pertes) face à la
31 concurrence » (ligne 3, du tableau 16). De plus, le déplacement d'énergies polluantes

1 comme le charbon et le coke de pétrole est aussi anticipé par Gaz Métro pour les années
2 subséquentes, ce qui explique également la croissance observée des années 2016 et
3 2017. À la suite de l'introduction du SPEDE dès janvier 2015, ainsi qu'avec l'aide de
4 potentielles subventions gouvernementales pour substituer des énergies polluantes,
5 Gaz Métro prévoit être en mesure de convertir les cimenteries utilisant le charbon et le
6 coke de pétrole et donc de livrer en 2016 près de 54,0 10⁶m³ de plus grâce au
7 déplacement de ces énergies. À partir de 2017, Gaz Métro s'attend à doubler ses volumes
8 reliés au déplacement du charbon et coke de pétrole (déplacement additionnel de
9 55,1 10⁶m³).

10 Une croissance des volumes livrés au client GNL est également prévue. Ces volumes ne
11 seront plus exclusivement consommés au service interruptible à partir de 2017 et
12 passeront en partie au service continu, engendrant une hausse des volumes au D₄ et une
13 baisse au D₅.

5.1.2. Livraisons 2015-2018 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 (situation
16 économique, position concurrentielle, efficacité énergétique, etc.) sont analysés
17 distinctement de façon à quantifier le plus précisément possible l'impact de chacun sur les
18 livraisons. Le Tableau 17 présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le
19 marché des petit et moyen débits au scénario de base.

Tableau 17

**LIVRAISONS GAZ NATUREL 2015-2018
PETIT ET MOYEN DÉBITS**

	DESCRIPTION	10 ⁶ m ³
1	<i>Livraisons anticipées au 30 septembre 2014</i>	2 680,5
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(21,3)
3	Économie d'énergie hors programmes	(24,3)
4	Énergies nouvelles	(4,7)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(31,2)
6	Normale climatique	(2,8)
7	Impact du 29 février	-
8	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	41,3
9	Maturation des nouvelles ventes	80,4
10	<i>Livraisons prévues au 30 septembre 2015</i>	2 718,0
11	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(16,8)
12	Économie d'énergie hors programmes	(24,6)
13	Énergies nouvelles	(4,0)
14	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(21,0)
15	Impact du 29 février	3,0
16	Normale climatique	(2,7)
17	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	(6,9)
18	Maturation des nouvelles ventes	90,7
19	<i>Livraisons prévues au 30 septembre 2016</i>	2 735,8
20	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(17,1)
21	Économie d'énergie hors programmes	(24,7)
22	Énergies nouvelles	(4,0)
23	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(40,3)
24	Normale climatique	(2,7)
25	Impact du 29 février	(3,0)
26	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	-
27	Maturation des nouvelles ventes	86,1
28	<i>Livraisons prévues au 30 septembre 2017</i>	2 730,1
29	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(17,1)
30	Économie d'énergie hors programmes	(24,7)
31	Énergies nouvelles	(4,0)
32	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(31,2)
33	Normale climatique	(2,7)
34	Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	-
35	Maturation des nouvelles ventes	90,8
36	<i>Livraisons prévues au 30 septembre 2018</i>	2 741,2

1 Les livraisons du marché des petit et moyen débits seront en hausse de 37,5 10⁶m³ la
2 première année du plan d’approvisionnement (passant de 2 680,5 10⁶m³ à 2 718,0 10⁶m³).
3 L’augmentation des livraisons s’explique principalement par la maturation des nouvelles
4 ventes au tarif D₁. Elles augmenteront ensuite de 17,8 10⁶m³ à la deuxième année du
5 plan. Une baisse de 5,7 10⁶m³ et une hausse de 10,1 10⁶m³ sont respectivement prévues
6 pour la troisième et la quatrième année du plan.

7 Les raisons expliquant les variations de livraisons sont détaillées ci-dessous.

8 **Mesures d’économies d’énergie** : Les effets des mesures en efficacité énergétique
9 continuent de se faire sentir. Les économies d’énergie réalisées grâce au PGEÉ
10 (21,3 10⁶m³ en 2015) affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies
11 d’énergie sont évaluées à partir des économies brutes associées aux différents
12 programmes. La mise en place de mesures d’efficacité énergétique provenant d’initiatives
13 autonomes des clients, qualifiées de « hors programme » aura également un effet
14 important à la baisse sur les livraisons (24,3 10⁶m³ en 2015).

15 **Énergies nouvelles** : Le volet « énergies nouvelles » concerne l’impact des projets en
16 géothermie et en biomasse sur les volumes. Le volume de gaz naturel à risque par rapport
17 à la biomasse a été évalué à 2,7 10⁶m³ et à 2,0 10⁶m³ par rapport à la géothermie en
18 2015. Ces volumes sont évalués en fonction des consommations historiques de clients
19 qui ont signifié leur intention de transférer leur consommation vers une énergie nouvelle.

20 **Pertes et variations** : Il existe un lien significatif entre la croissance économique et le
21 niveau de pertes et variations de consommation subi par Gaz Métro. Chaque année, les
22 volumes sont réduits d’une portion plus ou moins grande en raison de faillites ou de
23 réductions de production. Les prévisions de pertes et variations sont établies à l’aide d’une
24 régression linéaire fonction du PIB. Toutes choses étant égales par ailleurs, plus la
25 croissance économique est élevée, moins les pertes subies sont importantes. La
26 croissance du PIB prévue pour 2015 est de 1,9 %, amenant des pertes estimées
27 à 31,2 10⁶m³.

28 **Normale climatique** : La normale climatique utilisée pour l’année 2015 a été mise à jour
29 à l’aide d’une année réelle supplémentaire, celle de 2013, elle-même dans la moyenne de
30 la normale établie. L’impact à la baisse sur les livraisons vient du réchauffement climatique
31 tendanciel prévu. L’ajout d’une année dans la moyenne établie n’influence pas les

1 prévisions de l'année à venir; la baisse des volumes liés à la normalisation pour les
2 années 2015, 2016, 2017 et 2018 vient essentiellement du réchauffement climatique
3 tendanciel prévu. L'effet du réchauffement climatique sur les volumes en 2015 est de
4 2,8 10⁶m³ et vient influencer les volumes de la ligne 6 du Tableau 17.

5 **Impact du 29 février** : L'année 2016 étant bissextile, cela aura un effet positif sur les
6 livraisons estimées à 3,0 10⁶m³. L'effet sera renversé en 2017, où le mois de février
7 reviendra à 28 jours.

8 **Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃ et D₄, D₅** : La migration des clients consiste
9 en un transfert de volumes entre les tarifs D₄ et D₅ et les tarifs D₁ et D₃. Il s'agit donc d'un
10 gain pour le marché des petit et moyen débits, mais non pour les volumes totaux
11 puisqu'une baisse équivalente est prévue pour le marché des grandes entreprises (ou
12 inversement pour les années deux et trois). L'année 2015 présente une augmentation de
13 41,3 10⁶m³ qui provient de 21 clients grandes entreprises qui souhaitent transférer leur
14 consommation du tarif D₅ vers le tarif D₁ ou vers le tarif D₃. Cette migration est
15 principalement expliquée par une insatisfaction des clients à être interrompus, comme
16 cela s'est produit au cours de l'hiver 2014.

17 **Maturation des nouvelles ventes** : Les nouvelles ventes sont déterminées à l'aide de
18 différents modèles économiques. Les ventes en nouvelle construction résidentielle sont
19 liées aux prévisions de mises en chantier établies pour les prochaines années. Pour la
20 conversion résidentielle, le nombre de ventes est déterminé à l'aide d'un modèle fonction
21 de la position concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout.

22 Dans le cas du marché affaires, les ventes sont réparties entre la nouvelle construction,
23 l'ajout de charge et les différents types de conversion (déterminés selon la source
24 d'énergie déplacée). Pour le marché de la nouvelle construction affaires, les ventes sont
25 liées au nombre de permis de bâtir prévus être émis. Les ventes en ajouts de charge sont
26 établies à partir d'un modèle de prévision de ventes mettant en relation le nombre de
27 ventes réalisées historiquement et la croissance du PIB. Pour les ventes en conversion,
28 le coût de l'énergie devient l'élément clé.

29 Une fois que les prévisions des nouvelles ventes sont établies, il faut transposer ces
30 ventes en livraisons. Les ventes signées d'une année ne sont pas consommées
31 totalement l'année suivante. Des analyses portant sur la consommation réelle des clients

1 suivant la signature de la vente démontrent que les volumes des nouvelles ventes
2 atteignent leur pleine maturation après trois ans. À titre d'exemple, les volumes des ventes
3 signées en 2013 atteindront donc leur pleine maturation des volumes en 2015. L'analyse
4 permet de déterminer un ratio annuel qui est utilisé afin de répartir les volumes entre les
5 années suivant la vente. Afin de déterminer les volumes provenant de la maturation des
6 nouvelles ventes qui influence les livraisons de 2015, Gaz Métro utilise d'une part, les
7 volumes réellement signés en 2013 et d'autre part, des volumes prévisionnels de 2014 et
8 2015 et affecte le ratio aux volumes annuels.

5.1.3. Livraisons globales (scénario de base)

9 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement sont présentées au Tableau 18.

Tableau 18

SCÉNARIO DE BASE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2015-2018
(10⁶m³)

LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2015-2018					
PETIT ET MOYEN DÉBITS ET VENTES GRANDES ENTREPRISES					
DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2015-2018*			
	5/7 2014	2015	2016	2017	2018
Service continu	4 971,7	5 293,0	5 454,3	5 648,2	6 268,3
Grandes entreprises	2 291,2	2 575,0	2 718,5	2 918,1	3 527,1
Petit et moyen débits	2 680,5	2 718,0	2 735,8	2 730,1	2 741,2
Service interruptible	623,7	464,6	503,4	428,8	425,7
Contrat régulier	605,0	463,4	496,4	414,9	411,7
Contrat gaz d'appoint	18,7	1,1	7,0	13,9	13,9
Total	5 595,4	5 757,5	5 957,7	6 077,0	6 694,0
*Volumes avant interruptions					

10 Les résultats montrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2015, une
11 hausse de 2,9 % des livraisons totales est anticipée. Une hausse de 16,3 % est ensuite
12 constatée sur l'horizon du plan, entre 2015 et 2018.

5.2. Scénario favorable

1 Un scénario favorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2015 à 2018 pour
2 évaluer la demande maximale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

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

- 4 • Une croissance économique variant de 2,9 % en 2015 à 2,6 % en 2018, soit 1 % de
5 plus par année qu'au scénario de base ;
- 6 • Une position concurrentielle du gaz naturel très favorable en raison du maintien à un
7 bas niveau du prix du gaz naturel et de prix du mazout élevés ;
- 8 • Une hausse des mises en chantier résidentielles et des permis de bâtir du marché
9 affaires de 10 %.

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

13 Le Tableau 19 présente la prévision des livraisons dans un scénario favorable pour
14 l'ensemble des marchés.

Tableau 19

SCÉNARIO FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2015-2018
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2015-2018			
	2015	2016	2017	2018
Service continu	5 452,8	5 674,1	5 963,7	6 777,5
Grandes entreprises	2 693,5	2 854,3	3 100,4	3 856,8
Petit et moyen débits	2 759,2	2 819,8	2 863,3	2 920,7
Service interruptible	476,0	519,3	444,2	441,0
Contrat régulier	474,9	512,4	430,3	427,1
Contrat gaz d'appoint	1,1	7,0	13,9	13,9
Total	5 928,8	6 193,4	6 407,9	7 218,5

- 1 Le Tableau 20 présente l'écart entre le scénario favorable du Tableau 19 et le scénario de
2 base du Tableau 18.

Tableau 20

**ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET FAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2015-2018
(avant interruptions)
(10⁶m³)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2015-2018			
	2015	2016	2017	2018
Service continu	159,8	219,7	315,5	509,1
Grandes entreprises	118,6	135,7	182,3	329,7
Petit et moyen débits	41,2	84,0	133,2	179,4
Service interruptible	11,5	15,9	15,4	15,4
Contrat régulier	11,5	15,9	15,4	15,4
Contrat gaz d'appoint	-	-	-	-
Total	171,3	235,7	330,9	524,5

1 Les livraisons pour le marché des grandes entreprises pourraient croître davantage dans un
2 contexte favorable. Plusieurs clients pourraient voir leur production augmenter grâce au
3 maintien du prix du gaz naturel à un niveau très bas, combiné avec une croissance
4 économique encore plus énergique et des conditions de marché avantageuses.

5 Au **service continu**, la hausse des volumes s'explique par plusieurs petites hausses de
6 productions chez les clients. De plus, le scénario favorable considère davantage de nouvelles
7 ventes ainsi qu'une maturation plus importante pour une implantation industrielle à Valleyfield.
8 Gaz Métro prévoit aussi qu'un client du secteur des pâtes et papiers utilisera le gaz naturel
9 au lieu de sa propre source d'énergie interne. Finalement, le déplacement de charbon et de
10 coke de pétrole est supérieur à celui du scénario de base.

11 Du côté du **service interruptible**, on remarque une augmentation de volume pour les clients
12 en contrat régulier par rapport à 2014. Le service interruptible connaît aussi des hausses de
13 consommation à la suite davantage de déplacement de charbon et de coke de pétrole que ce
14 qui est prévu au scénario de base.

1 Pour le **marché des petit et moyen débits**, la demande serait en hausse de 41,2 10⁶m³
2 en 2015 dans un contexte favorable par rapport au scénario de base. Cette augmentation des
3 volumes est d'abord due à la croissance économique plus optimiste prévue au scénario
4 favorable, qui aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes, occasionnerait une
5 diminution des pertes de clients et favoriserait l'augmentation des livraisons chez les clients
6 existants. La position concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des mises en
7 chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact positif sur les nouvelles ventes. Dans
8 un contexte favorable, les pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique seraient
9 également moins grandes.

10 **5.3. Scénario défavorable**

11 Un scénario défavorable par rapport au scénario de base a été analysé de 2015 à 2018 pour
12 évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

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

- 14 • Une croissance économique plus faible, variant de 0,9 % en 2015 à 0,6 % en 2018,
15 soit 1 % de moins par année qu'au scénario de base ;
- 16 • Une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse du
17 prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et d'une baisse
18 des prix du mazout ;
- 19 • Une baisse des mises en chantier résidentielles et des permis de bâtir du marché
20 affaires de 10 %.

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

24 Le Tableau 21 présente la prévision des livraisons dans un scénario défavorable pour
25 l'ensemble des marchés.

Tableau 21

SCÉNARIO DÉFAVORABLE
LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2015-2018
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2015-2018			
	2015	2016	2017	2018
Service continu	4 780,5	4 574,6	4 587,1	5 162,5
Grandes entreprises	2 129,4	1 971,3	2 060,2	2 669,2
Petit et moyen débits	2 651,1	2 603,3	2 526,9	2 493,2
Service interruptible	639,6	659,9	620,8	617,6
Contrat régulier	638,5	659,9	620,8	617,6
Contrat gaz d'appoint	1,1	-	-	-
Total	5 420,1	5 234,6	5 207,9	5 780,1

- 1 Le Tableau 22 présente l'écart entre le scénario défavorable Tableau 21 et le scénario de
2 base du Tableau 18.

Tableau 22

**ÉCART DES SCÉNARIOS DE BASE ET DÉFAVORABLE
 LIVRAISONS GLOBALES DE GAZ NATUREL 2015-2018
 (avant interruptions)
 (10⁶m³)**

DESCRIPTION	Cause tarifaire 2015-2018			
	2015	2016	2017	2018
Service continu	(512,43)	(879,69)	(1 061,08)	(1 105,88)
Grandes entreprises	(445,56)	(747,24)	(857,83)	(857,87)
Petit et moyen débits	(66,87)	(132,45)	(203,25)	(248,00)
Service interruptible	175,01	156,55	191,95	191,95
Contrat régulier	175,01	163,52	205,88	205,88
Contrat gaz d'appoint	-	(6,97)	(13,94)	(13,94)
Total	(337,42)	(723,14)	(869,13)	(913,93)

1 La demande du marché des grandes entreprises pourrait décroître de façon significative dans
 2 un contexte défavorable.

3 Dans le cas du **service continu**, un client majeur dans le domaine de la métallurgie pourrait
 4 réduire sa consommation à un volume minimal en raison de l'arrêt de production d'une de ses
 5 usines pour toute la durée du plan d'approvisionnement. Des difficultés chez des clients du
 6 secteur des pâtes et papiers ainsi que l'annulation ou le report de certaines nouvelles ventes
 7 amèneraient également des baisses de livraison. Gaz Métro considère aussi dans le scénario
 8 défavorable que le déplacement de charbon et de coke de pétrole ne se réaliserait pas.

9 Les volumes au **service interruptible** sont plus élevés au net puisqu'il est supposé dans ce
 10 scénario beaucoup moins de migration tarifaire vers le continu. La hausse des volumes à
 11 l'interruptible est par contre amoindrie par l'annulation de nouvelles ventes et du déplacement
 12 de charbon et de coke de pétrole qui ne se matérialiseraient pas.

13 Pour le marché des **petit et moyen débits**, la demande serait en baisse de 66,9 10⁶m³
 14 en 2015 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à
 15 la croissance économique plus faible qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes,
 16 occasionnerait une augmentation des pertes de clients et amènerait une pression à la baisse
 17 sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la situation concurrentielle du gaz

1 naturel et la diminution des mises en chantier et des permis de bâtir auraient aussi un impact
2 négatif sur les nouvelles ventes. De plus, étant donné que les clients interruptibles qui
3 devaient transférer au tarif D₁ demeurent à l'interruptible au scénario défavorable, les volumes
4 au petit et moyen débit sont influencés à la baisse. Dans un contexte défavorable, les pertes
5 de volumes liées à l'efficacité énergétique seraient également plus grandes.

5.4. Comparaison des plans d'approvisionnement 2015-2018 et 2014-2016

6 Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente cause
7 tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2014. Le Tableau 23 présente une
8 comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au Tableau 24.
9 Les volumes de l'année 2014 associés au plan d'approvisionnement 2015-2018
10 correspondent aux prévisions effectuées lors de la révision budgétaire **5/7 2014**.

Tableau 23

COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR MARCHÉ
PLAN 2015-2018 vs PLAN 2014-2016¹¹
(avant interruptions)

	2014	2015	2016	2017	2018
	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³	10 ⁶ m ³
Petits et moyens débits					
1 Plan 2015-2018	2 680,5	2 718,0	2 735,8	2 730,1	2 741,2
2 Plan 2014-2016	2 612,3	2 618,1	2 623,5	s/o	s/o
3 Écart	68,2	99,9	112,2	s/o	s/o
Grandes entreprises					
4 Plan 2015-2018	2 911,5	3 039,5	3 221,9	3 346,9	3 952,8
5 Plan 2014-2016	3 038,7	3 059,5	3 076,2	s/o	s/o
6 Écart	(127,2)	(20,0)	145,7	s/o	s/o
Total					
7 Plan 2015-2018	5 592,0	5 757,5	5 957,7	6 077,0	6 694,0
8 Plan 2014-2016	5 651,0	5 677,6	5 699,7	s/o	s/o
9 Écart	(59,0)	79,9	258,0	s/o	s/o

¹¹ R-3837-2013, B-0054, Gaz Métro-2, Document 1

Tableau 24

COMPARAISON DES LIVRAISONS PAR SERVICE
PLAN 2015-2018 vs PLAN 2014-2016
(avant interruptions)

		2014	2015	2016	2017	2018
		106m ³	106m ³	106m ³	106m ³	106m ³
Service continu						
1	Plan 2015-2018	4 971,3	5 293,0	5 454,3	5 648,2	6 268,3
2	Plan 2014-2016	4 932,2	4 964,4	4 979,0	s/o	s/o
3	Écart	39,1	328,6	475,3	s/o	s/o
Service interruptible						
4	Plan 2015-2018	623,7	464,6	503,4	428,8	425,7
5	Plan 2014-2016	718,8	713,2	720,7	s/o	s/o
6	Écart	(95,1)	(248,7)	(217,3)	s/o	s/o
Total						
7	Plan 2015-2018	5 595,0	5 757,5	5 957,7	6 077,0	6 694,0
8	Plan 2014-2016	5 651,0	5 677,6	5 699,7	s/o	s/o
9	Écart	(56,0)	79,9	258,0	s/o	s/o

6. ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU

6.1. Méthodologie du calcul des probabilités

- 1 Les scénarios favorable et défavorable présentés au plan d’approvisionnement sont établis
2 de manière à établir les extrêmes que pourraient atteindre les livraisons si la réalité divergeait
3 de ce qui est prévu au scénario de base. Bien qu’extrêmes, Gaz Métro présente ces scénarios
4 comme théoriquement possibles, mais ayant une probabilité de réalisation faible.
- 5 Puisqu’il est impossible de mesurer la probabilité conjointe de réalisation des différents
6 paramètres pouvant conduire aux scénarios extrêmes, l’analyse de probabilité de réalisation
7 des scénarios au service continu est élaborée à partir de données historiques, comme
8 demandé par la Régie dans sa décision D-2007-116. Cet historique est constitué des écarts
9 relatifs aux prévisions entre 1991 et 2013. L’écart de prévision est calculé comme la
10 différence, en pourcentage, entre les livraisons réelles enregistrées pour chacune de ces

1 années et la prévision de la première année au scénario de base présentée lors de la cause
2 tarifaire (prévision un an).

Tableau 25

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

	Année	Volume réel	Prévision 1 an	Écart absolu	Écart relatif
		(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)	(10 ⁶ m ³)	(%)
1	1991	4 197,6	4 210,9	-13,3	-0,31 %
2	1992	4 284,9	4 342,9	-58	-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	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 %
21	2011	4 208,0	4 058,6	149,4	3,68 %
22	2012	4 294,9	4 051,2	243,7	6,02 %
23	2013	4 673,9	4 653,4	20,52	0,44%

3 À partir de cet échantillon de 23 données (Tableau 25), des probabilités de déviation du
4 scénario de base ont été établies afin de calculer une probabilité de réalisation des scénarios
5 extrêmes (favorable et défavorable). Ces probabilités sont uniquement construites sur l'erreur
6 de prévision historique et non sur l'information et la connaissance du marché dont dispose
7 Gaz Métro au moment de l'établissement des prévisions ou de situations particulières pouvant
8 affecter la prévision d'une année donnée.

9 La distribution des écarts relatifs a été supposée normale, centrée à zéro et de variance
10 calculée à partir de l'échantillon. L'hypothèse selon laquelle la distribution est centrée à zéro
11 est en soi peu contraignante puisque la moyenne de l'échantillon est non statistiquement

1 différente de zéro. Elle est néanmoins conceptuellement importante puisqu'elle traduit la
2 certitude de Gaz Métro de produire au présent dossier une prévision non biaisée. Ce calcul
3 de probabilités est fait suivant la méthode présentée au dossier R-3662-2008, à la pièce
4 Gaz Métro-5, Document 1 et approuvée par la Régie dans la décision D-2008-140.
5 Cependant, pour les deuxième et troisième années du plan d'approvisionnement, les
6 probabilités ont été calculées sans extrapolation des écarts types, comme demandé par la
7 Régie dans sa décision D-2008-140.

8 **6.2. Probabilités de réalisation des scénarios pour 2015 à 2018**

9 Sur la base des données historiques disponibles, Gaz Métro a calculé que la probabilité
10 d'écart de prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et de
11 variance égale à 0,19 % (ou d'écart type égal à 4,3 %).

12 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de
13 base pour 2015 à 2018, telles que présentées au Tableau 26. Les probabilités de réalisation
14 des scénarios favorables sont plus élevées que les probabilités présentées dans le cadre de
15 la Cause tarifaire 2014 (R-3837-2013, B-0016, Gaz Métro-2, Document 1). L'écart provient
16 principalement des volumes d'un grand client qui ne sont plus inclus dans le scénario
17 favorable. En diminuant les volumes du scénario favorable, l'écart avec les volumes au
18 scénario de base se rétrécit.

Tableau 26

PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS
Service continu

	Réalisation	Probabilité
1	2014-2015	
2	Volume réel au-dessus du scénario favorable	24,30%
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	74,43%
4	Volume réel en dessous du scénario défavorable	1,27%
5	2015-2016	
6	Volume réel au-dessus du scénario favorable	17,62%
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	82,37%
8	Volume réel en dessous du scénario défavorable	0,01%
9	2016-2017	
10	Volume réel au-dessus du scénario favorable	9,86%
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	90,13%
12	Volume réel en dessous du scénario défavorable	0,00%
13	2017-2018	
14	Volume réel au-dessus du scénario favorable	3,04%
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	96,95%
16	Volume réel en dessous du scénario défavorable	0,00%

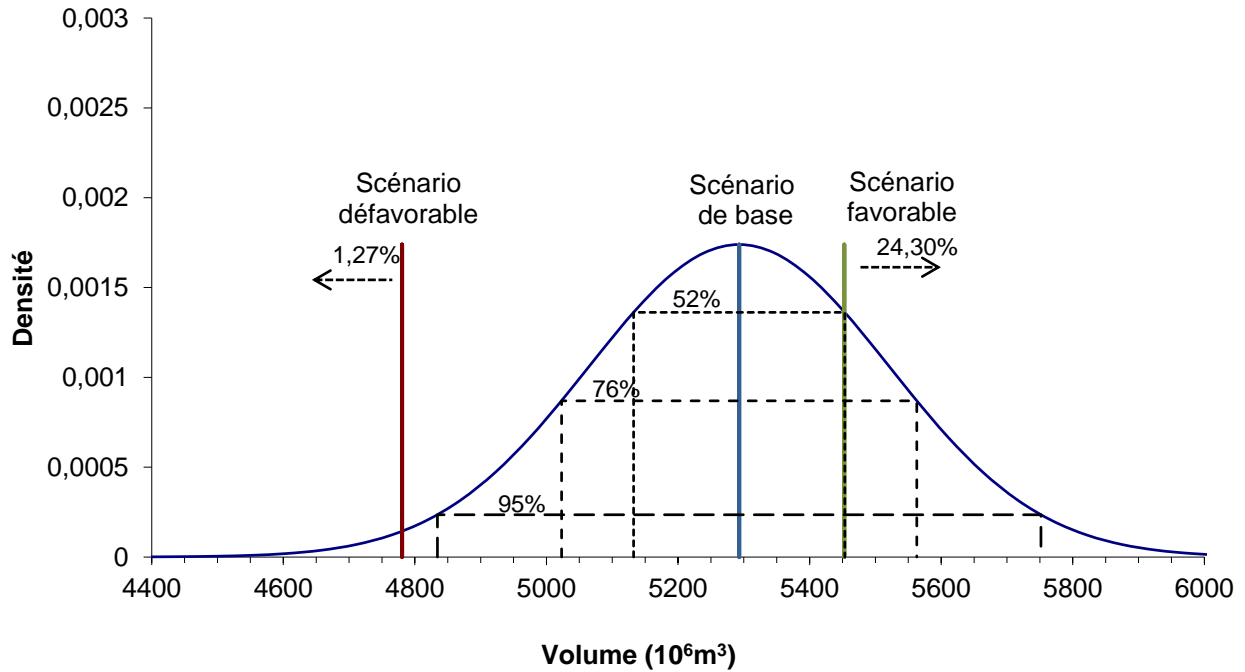
1 Les graphiques suivants présentent la distribution de probabilités de réalisation du volume
2 livré pour 2015 à 2018, ainsi que le positionnement des trois scénarios et la probabilité de se
3 situer dans différents intervalles autour de la prévision du scénario de base.

4 Dans un premier temps, les volumes des différents scénarios sont placés sur l'axe horizontal.
5 Une simulation des volumes est ensuite effectuée en supposant une distribution suivant une
6 loi normale de probabilité centrée sur les volumes du scénario de base. Les intervalles de
7 confiance, tracés en caractère pointillé, sont ensuite apposés au graphique sous la courbe de
8 probabilité en forme de cloche. L'objectif de ces graphiques est de visualiser plus facilement
9 la probabilité que les volumes prévisionnels du scénario de base soient plus élevés que ceux
10 du scénario favorable (ou moins élevés que le scénario défavorable) pour chacune des
11 années prévisionnelles.

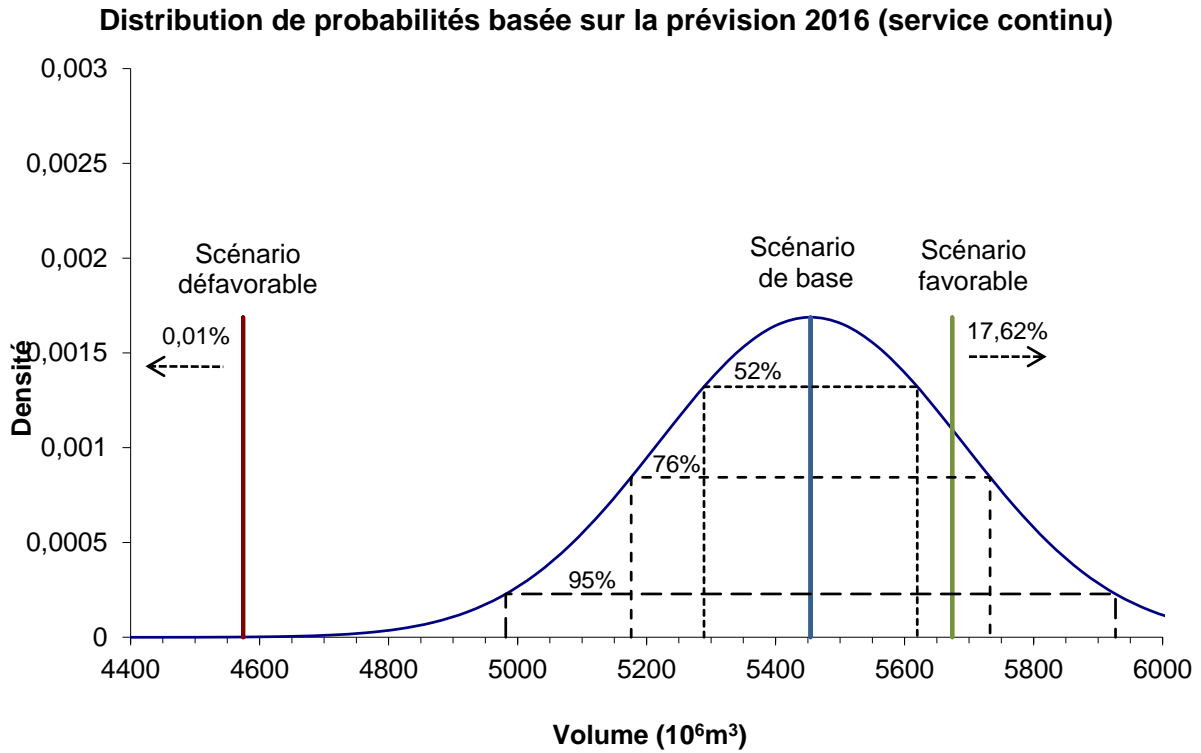
12 À titre d'exemple, pour l'année prévisionnelle 2015, il y a une probabilité de 1,27% que le
13 volume prévisionnel soit moins élevé que le scénario défavorable. Les volumes prévisionnels
14 du scénario défavorable pour cette année se retrouvent donc à l'extérieur de l'intervalle de
15 confiance de 95% tracé en pointillé sur le graphique.

Graphique 14

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2015 (service continu)

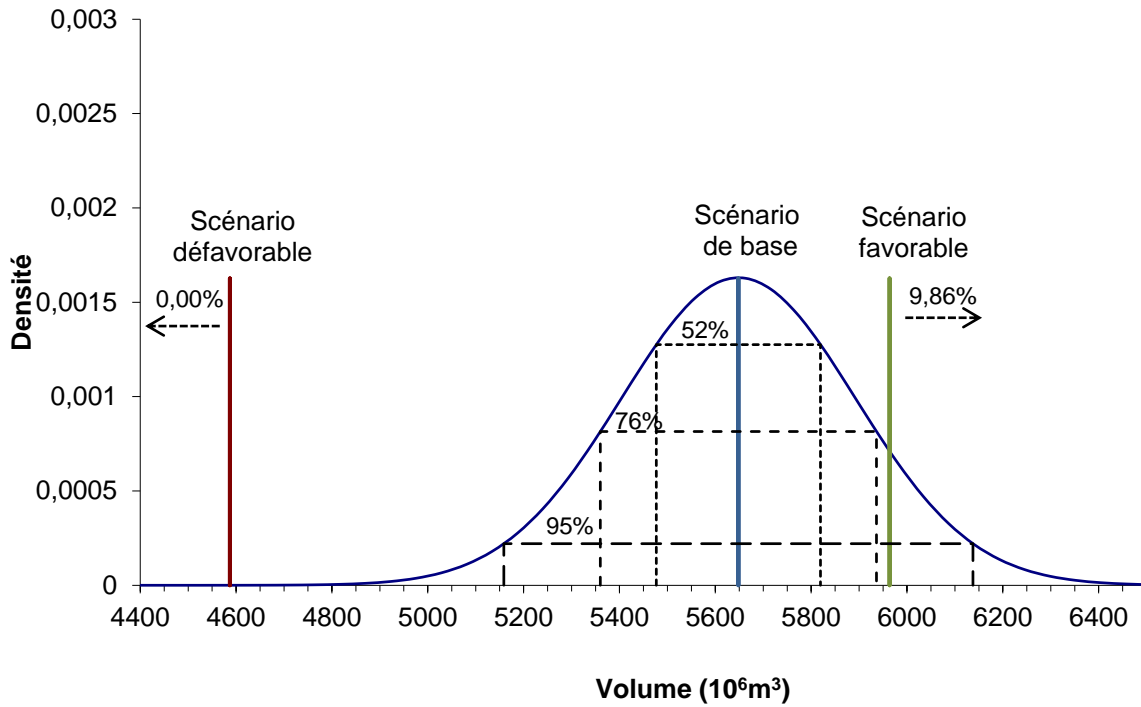


Graphique 15



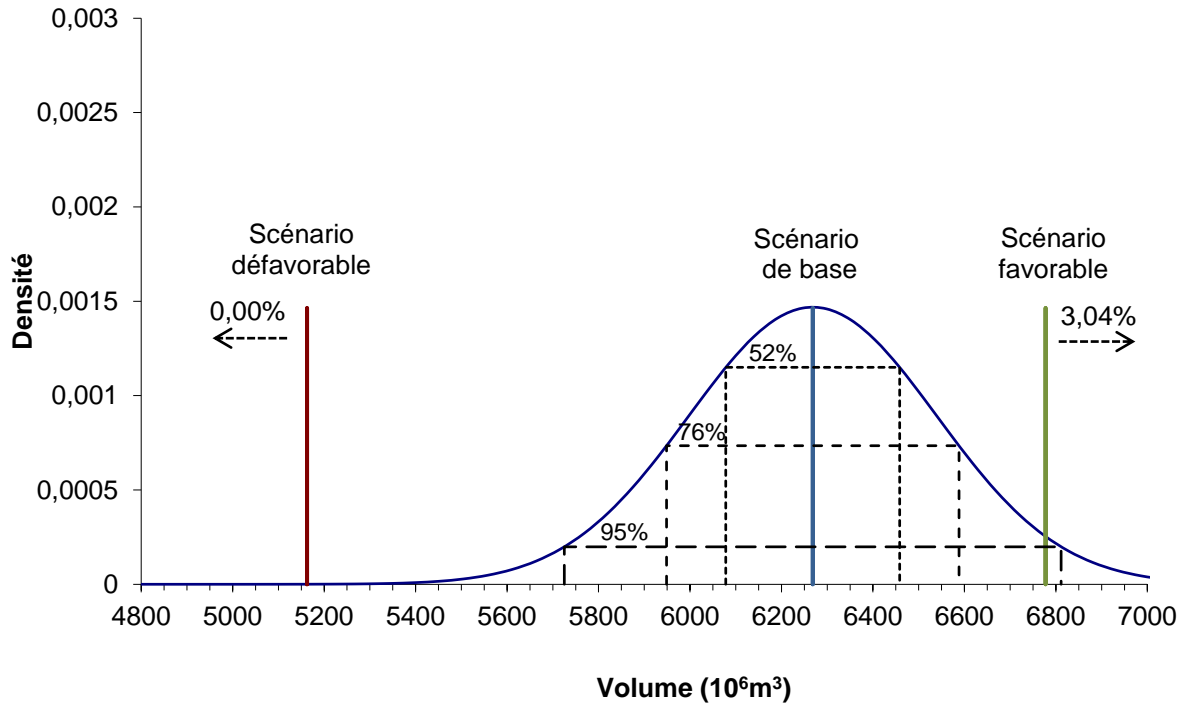
Graphique 16

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2017 (service continu)



Graphique 17

Distribution de probabilités basée sur la prévision 2018 (service continu)

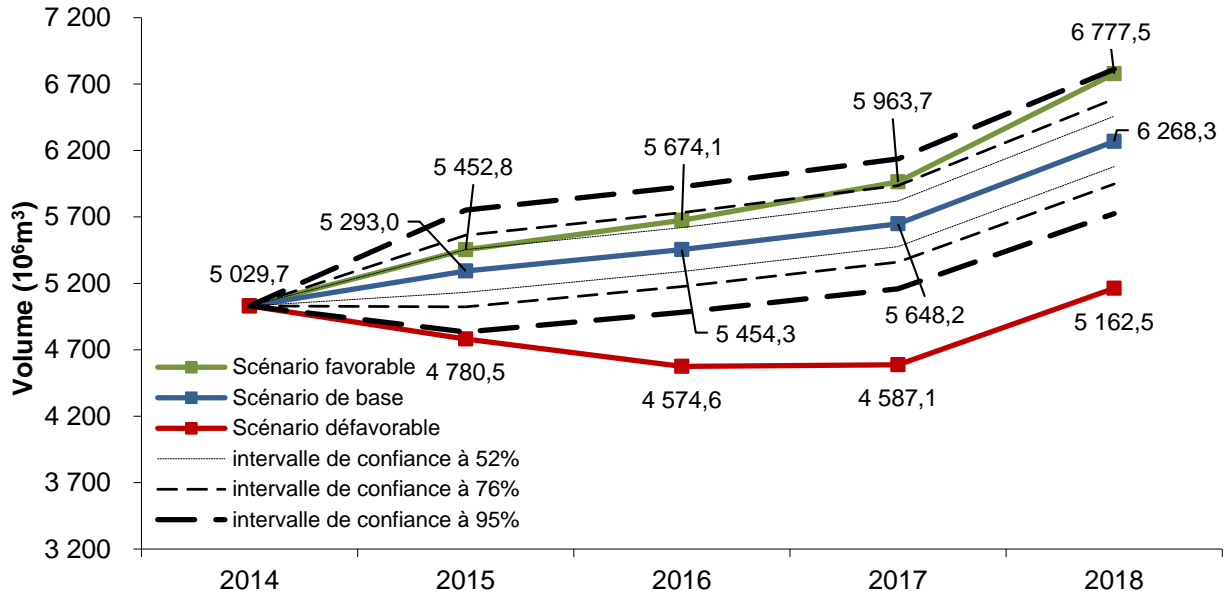


6.3. Aperçu sur quatre ans

- 1 En combinant les probabilités calculées sur les trois années, 2015 à 2018, il est possible de
- 2 représenter graphiquement les trois scénarios de prévisions ainsi que les probabilités que les
- 3 livraisons réelles se trouvent dans un certain intervalle autour du scénario de base avec
- 4 différents niveaux de confiance.

Graphique 18

Intervalles de confiance autour des prévisions sur 4 ans



7. CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2015-2018

- 1 L'objectif premier du plan d'approvisionnement est de s'assurer que les approvisionnements
- 2 soient suffisants tout en considérant son impact sur la fixation des tarifs afin que ceux-ci
- 3 demeurent justes et raisonnables.
- 4 Gaz Métro contracte les outils nécessaires pour rencontrer la demande continue des clients en
- 5 journée de pointe, la demande saisonnière des clients continus et, dans la mesure du possible,
- 6 celle des clients interruptibles. Ces outils doivent par ailleurs être suffisamment flexibles pour
- 7 s'adapter aux fluctuations de la demande dues au climat et à l'économie.
- 8 Gaz Métro optimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils :
- 9 des capacités de transport depuis l'Alberta et le sud de l'Ontario, de l'entreposage dans son
- 10 territoire et hors de son territoire et des livraisons dans son territoire. Par cette combinaison
- 11 d'outils, Gaz Métro réitère que sa stratégie vise la mise en place d'un portefeuille d'outils variés
- 12 et échelonnés dans le temps.
- 13 Dans les sections suivantes, Gaz Métro abordera de façon plus explicite le contexte gazier qui lui
- 14 est propre, les orientations envisagées et les actions prises.

7.1. Retour sur la Cause tarifaire 2014 et contexte général

1 Gaz Métro juge important de rappeler le contexte présent à la Cause tarifaire 2014. Les
2 décisions et les actions qui ont été prises constituent les bases de travail pour la stratégie
3 d'approvisionnement sur l'horizon du plan 2015-2018.

4 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2014, Gaz Métro a proposé une méthode d'évaluation de
5 la demande en journée de pointe qui consistait à intégrer l'effet des conditions climatiques sur
6 la projection des volumes de la clientèle aux tarifs D₃ et D₄. Cette révision de la méthodologie
7 a démontré que la demande de la clientèle continue en journée de pointe était sous-évaluée,
8 entraînant une augmentation des besoins d'approvisionnement de 1 206 10³m³/jour.

9 D'autre part, du moment de son dépôt le 7 juin 2013 jusqu'en novembre 2013, Gaz Métro a
10 présenté à la Régie l'évolution du contexte gazier et principalement le développement dans
11 le dossier relatif aux capacités de transport à contracter auprès de TCPL. L'entente négociée
12 entre TCPL et les distributeurs de l'Est (Enbridge, Union Gas et Gaz Métro), ci-après
13 « Entente », a également été déposée (pièce B-0247, Gaz Métro 2, Document 29) et
14 présentée à la Régie. Cette Entente est au cœur de la stratégie d'approvisionnement de
15 Gaz Métro, car elle lui permet de se rapprocher de son territoire et de réduire sa dépendance
16 à un approvisionnement provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC).

17 De plus, dans la décision RH-001-2013, l'ONÉ modifiait les règles entourant les droits de
18 renouvellement des capacités fermes sur le réseau de TCPL portant à deux ans avant la fin
19 du contrat le préavis de renouvellement.

20 Considérant l'ensemble du contexte entourant les capacités de transport de TCPL dont les
21 appels de soumissions, la mise en place de l'Entente, les nouvelles modalités de
22 renouvellement et le Projet Oléoduc Énergie Est de TCPL, Gaz Métro a annoncé à la Régie
23 qu'elle aurait à évaluer ses besoins d'approvisionnement à plus long terme et à contracter
24 auprès de TCPL dans le cadre de l'appel d'offres prévu à la fin de l'année 2013 ou au début
25 de l'année 2014.

26 La Régie a rejeté la demande de la modification de méthodologie d'évaluation de la demande
27 en journée de pointe et a demandé à Gaz Métro de produire de nouvelles analyses à la Cause
28 tarifaire 2015. La Régie a cependant permis à Gaz Métro de conserver les outils qu'elle avait
29 contractés en fonction de la nouvelle méthodologie pour l'hiver 2013-2014. Toutefois, elle
30 semblait particulièrement inquiète de voir Gaz Métro s'engager à long terme envers TCPL

1 pour obtenir des capacités de transport avant d'avoir analysé des solutions alternatives. À cet
2 effet, la décision D-2013-179 précisait :

3 « [49] En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur d'exclure des
4 besoins de pointe l'impact du changement de méthodologie qu'il propose
5 aux fins de sa participation à un appel d'offres de TCPL pour des hausses
6 de capacité dans le triangle de l'est de l'Ontario vers GMi-EDA à compter
7 du 1^{er} novembre 2016.

8 [50] La Régie ordonne également au Distributeur de développer et de lui
9 soumettre, d'ici six mois, un projet de nouvelle classe de service
10 interruptible lié à des événements exceptionnels visant les clients au
11 tarif D₄. Le Distributeur doit envisager la mise en vigueur de cette nouvelle
12 classe de service interruptible pour le 1^{er} novembre 2014 ou le 1^{er} novembre
13 2015 au plus tard. Les volumes annuels retenus par Gaz Métro seraient
14 fonction des besoins du réseau.

15 [51] La Régie ordonne à Gaz Métro de déposer, d'ici six mois, une étude de
16 faisabilité physique et économique pour un accroissement de la capacité
17 de vaporisation à l'usine LSR pour le 1^{er} novembre 2014 ou le 1^{er} novembre
18 2015 au plus tard.

19 [52] La Régie ordonne à Gaz Métro de réduire ses besoins de pointe de
20 1 090 000 m³/jour pour l'année 2016 et, en conséquence, de réduire d'autant,
21 toutes choses étant égales par ailleurs, la capacité de transport FTLH
22 qu'elle détiendra au 1^{er} novembre 2015 auprès de TCPL. »

23 En novembre 2013, Gaz Métro a présenté un plan d'approvisionnement pour les années 2017
24 à 2019, conformément à la décision D-2013-179 (paragr. 49). Ainsi, les capacités
25 additionnelles de transport à demander dans l'appel d'offres de TCPL ont été évaluées pour
26 répondre à la demande continue de journée de pointe établie selon la méthodologie actuelle.

27 De plus, Gaz Métro proposait de considérer le Projet de Pointe-du-Lac dès l'hiver 2014-2015.
28 Ce projet consistait, entre autres, à majorer le débit de retrait de 1 200 10³m³/jour à
29 1 600 10³m³/jour, réduisant d'autant les capacités de transport à soumissionner à moyen et
30 long terme et réduisant en partie (132 10³m³/jour) les capacités de transport à contracter à
31 court terme.

32 Dans sa décision D-2014-003, la Régie concluait :

1 « [104] La Régie retient la proposition du Distributeur quant au projet de
2 Pointe-du-Lac sous réserve des considérations énoncées dans le
3 paragraphe qui suit.

4 (...)

5 [124] La Régie juge qu'il y a lieu d'utiliser, de façon prioritaire, la transaction
6 d'échange et à la compléter, au besoin, par du transport FTSH-
7 Parkway/GMIT EDA auprès de TCPL et une quantité de transport M12
8 complémentaire auprès d'Union. Si la transaction d'échange ne s'avère pas
9 possible, la solution FTSH-Parkway/GMIT EDA auprès de TCPL et une
10 quantité de transport M12 complémentaire auprès d'Union est à privilégier.

11 (...)

12 [129] Gaz Métro présente les capacités de transport qu'elle détiendrait auprès de
13 TCPL, aux termes de sa proposition, ainsi que leurs dates d'échéance³¹.

14 [130] La Régie note que les capacités présentées ne prennent pas en compte la
15 modification du profil de retrait de Pointe-du-Lac.

16 [131] La Régie considère que les capacités de transport fermes proposées par le
17 Distributeur sont réalistes. Cependant, elles devront être harmonisées avec le
18 nouveau profil de retrait de Pointe-du-Lac. »

19 Gaz Métro a donc fait des demandes de capacités auprès de TCPL et Union Gas en fonction
20 des décisions D-2013-179 (paragr. 49) et D-2014-003 (paragr. 104 et 124). Ainsi, lors de la
21 participation à l'appel d'offres de TCPL au 15 janvier 2014, deux soumissions ont été faites,
22 soit :

- 23 • 1 029 10³m³/jour, en demande alternative si la transaction d'échange entre Dawn et
24 GMIT EDA avec une tierce partie pour une quantité équivalente ne se réalisait pas.
25 La tierce partie devait également soumissionner auprès de TCPL. Gaz Métro avait
26 informé TCPL qu'une seule des deux soumissions se traduirait par un contrat ferme;
- 27 • 515 10³m³/jour pour couvrir la demande continue du client GNL. Gaz Métro avait
28 toutefois précisé à l'audience de la Cause tarifaire 2014-Phase 2 du 6 février 2014
29 que son plan était de ne pas donner suite à sa soumission¹.

30 Gaz Métro a également informé TCPL, le 30 janvier 2014, des capacités contractuelles qu'elle
31 renouvelait jusqu'au 31 octobre 2016 en fonction des directives fournies par la Régie dans

¹ A-0115, Notes sténographiques, Volume 8, pages 158 et 159

1 les décisions D-2013-179 (paragr. 52) et D-2014-003 (paragr. 131), considérant donc la
2 méthodologie actuelle de la demande continue de journée pointe et la mise en place du Projet
3 de Pointe-du-Lac. Ainsi, Gaz Métro a informé TCPL qu'elle décontracterait les quantités
4 suivantes de capacité FTLH au 1^{er} novembre 2015 :

	GJ/jour	10 ³ m ³ /jour
5 Empress - GMIT EDA (partie de contrat)	82 200	2 169
6 Empress - GMIT NDA (partie de contrat)	2 397	63
7 Empress - GMIT NDA	2 930	77

8
9 Le 20 décembre 2013, TCPL a déposé une demande à l'ONÉ visant l'approbation de
10 l'Entente. Le 31 mars 2014, l'ONÉ a précisé que le processus utilisé pour effectuer la
11 demande ne lui permettait pas d'approuver l'Entente, mais qu'elle était disposée à examiner
12 cette demande comme en étant une pour laquelle les droits sont contestés et à la traiter
13 comme position commune des parties à l'Entente. TCPL a confirmé l'acceptation d'un tel
14 traitement le 14 avril 2014 (accepté également par Enbridge, Union Gas et Gaz Métro) et
15 déposait des informations additionnelles le 5 mai 2014. Le processus est présentement en
16 cours. Une décision est espérée avant la fin 2014.

17 Relativement au Projet de Pointe-du-Lac qui avait pour effet d'augmenter la capacité de retrait
18 de 400 10³m³/jour, la Régie a rejeté la demande d'Intragaz par la décision D-2014-053.
19 Intragaz déposait le 9 avril dernier une requête en révision de cette décision (réf : R-3885-
20 2014). Dans sa décision D-2014-099 datée du 10 juin 2014, la Régie a rejeté cette demande
21 de révision.

22 Dans la présente Cause, Gaz Métro a déposé à la pièce B-0017, Gaz Métro-4, Document 2,
23 une nouvelle analyse de la méthodologie d'évaluation de la demande en journée de pointe.
24 Cette proposition, comme celle proposée à la Cause tarifaire 2014, tient compte de l'impact
25 des conditions climatiques sur les consommations de la clientèle aux tarifs D₃ et D₄. Elle
26 entraîne une croissance des besoins d'approvisionnement similaire à celle qui avait été
27 proposée à la Cause 2014.

28 Une fois le besoin d'approvisionnement établi (égal au maximum entre la demande continue
29 en journée de pointe ou les besoins pour répondre à la demande d'un hiver extrême), l'étape
30 suivante consiste à déterminer quels outils d'approvisionnement seront utilisés pour répondre

1 à ce besoin, considérant les outils déjà sous contrats et les outils disponibles à court, moyen
2 et long terme.

3 Considérant les actions prises en 2014 et l'évaluation révisée de la journée de pointe, les
4 capacités de transport renouvelées jusqu'au 31 octobre 2016 ainsi que les capacités
5 additionnelles soumises dans l'appel d'offres pour une prise d'effet au 1^{er} novembre 2016 sont
6 inférieures au besoin.

7 Les suivis relatifs à l'accroissement de la capacité de vaporisation à l'usine LSR (paragr. 51)
8 et le développement d'un projet de nouvelle classe de service interruptible lié à des
9 événements exceptionnels visant les clients au tarif D₄ (paragr. 50) sont présentés à la pièce
10 Gaz Métro-6, Document 1. Gaz Métro n'a pas pris en considération ces deux suivis dans le
11 développement du plan d'approvisionnement 2015-2018 pour les raisons suivantes :

- 12 • les conclusions de ces suivis mettent en lumière l'impossibilité de les implanter pour
13 le 1^{er} novembre 2014. Les dates potentielles seraient le 1^{er} octobre 2015 pour le projet
14 d'une nouvelle classe de service interruptible (avec le maintien de la structure tarifaire
15 actuelle) et le 1^{er} décembre 2017 pour le projet d'accroissement de vaporisation à
16 l'usine LSR ;
- 17 • plusieurs points demeurent en suspens quant au projet de la nouvelle classe de
18 service interruptible dont les volumes qui pourraient effectivement être disponibles
19 pour ce service ; et
- 20 • la décision de la Régie quant à l'implantation ou non de ces projets, individuellement
21 ou combiné.

22 Gaz Métro ajustera ses approvisionnements prospectifs dans l'éventualité où ces projets sont
23 effectivement développés.

7.2. Transport

24 Le contexte gazier dans lequel évolue Gaz Métro a changé au cours des dernières années,
25 modifiant la vision de Gaz Métro relativement aux capacités de transport disponibles à court,
26 moyen et long terme pour répondre à ses besoins.

27 La requête à l'ONÉ relativement à l'Entente est en cours et, malgré la poursuite du dossier
28 entre les parties, force est de constater que l'échéance du 1^{er} novembre 2015 pour la mise

1 en place des nouvelles capacités de transport entre Parkway et le territoire de Gaz Métro a
2 de moins en moins de chance d'être rencontrée et qu'en conséquence, la date du transfert
3 des livraisons des clients en Achat Direct (AD) à Dawn est retardée au 1^{er} novembre 2016.
4 Dans cette situation, TCPL a accepté de reporter d'un an la date de fin des capacités
5 contractuelles entre Empress et GMIT EDA qui venaient à échéance le 31 octobre 2015,
6 incluant le contrat de FTNR de 3 431 10³m³/jour. Le contrat FTLH de 2 930 GJ/jour
7 (77 10³m³/jour) entre Empress et GMIT NDA, venant également à échéance le 31 octobre
8 2015, a également été visé par une prolongation similaire.

9 Les capacités additionnelles soumissionnées auprès de TCPL et d'Union Gas qui devaient
10 prendre effet au 1^{er} novembre 2015 ont été considérées effectives à compter du 1^{er} novembre
11 2016 aux fins d'établissement du plan d'approvisionnement.

12 Gaz Métro est en discussion avec Union Gas quant aux modalités qui seraient applicables si
13 la mise en service des capacités additionnelles qui étaient prévues au 1^{er} novembre 2015
14 était reportée au 1^{er} novembre 2016. Aucune entente n'a encore été convenue à cet effet.

15 Considérant le report de la mise en service des capacités entre Dawn et le territoire de
16 Gaz Métro, le déplacement des livraisons de la clientèle en achat direct vers Dawn est
17 également considéré à compter du 1^{er} novembre 2016 aux fins d'établissement du plan
18 d'approvisionnement. Gaz Métro a élaboré les impacts du report du déplacement de la
19 structure d'approvisionnement au-delà du 1^{er} novembre 2015 à la section 10.

20 Comme annoncé au sommaire de ce document et détaillé à la section 9, Gaz Métro doit
21 contracter des capacités additionnelles de transport pour répondre à la croissance de la
22 demande sur l'horizon du plan. La stratégie sur l'horizon du plan est la suivante :

23 Année 2015

24 Relativement aux capacités de transport sur le marché primaire entre Empress et le territoire
25 de Gaz Métro, les informations suivantes sont disponibles sur le site de TCPL en date du
26 21 mai 2014 :

27 Empress vers GMIT EDA : aucune capacité

28 Empress vers GMIT NDA : 58 342 GJ/jour (1 540 10³m³/jour) en FTNR avec échéance au
29 31 octobre 2015

1 Gaz Métro a évalué la capacité qui pourrait être contractée vers GMIT NDA, réduisant ainsi
2 la capacité requise vers GMIT EDA.

3 D'autre part, en date du 1^{er} mai 2014, la liste des clients qui possèdent des contrats fermes
4 auprès de TCPL, pour l'hiver 2014-2015, montre qu'il y a peu de joueurs pouvant être
5 approchés pour transiger du transport ferme vers GMIT EDA :

Tableau 27

Clients	Quantité GJ/jour	Quantité 10³m³/jour	Date d'échéance
BP Canada Energy Group ULC	26 952	711	2016-10-31
Cargill Limited	52 753	1 392	2015-03-31
EDF- Trading North America, LLC	10 551	278	2015-04-30
J.P. Morgan Commodities Canada Corporation	14 500	383	2015-03-31
TransCanada Energy Ltd.	100 000	2 639	2018-12-31

6 Gaz Métro a entamé certaines discussions avec ces tiers ainsi qu'avec TCPL et, en fonction
7 du contexte gazier, elle analysera au cours des prochains mois les différentes options afin de
8 sécuriser ses besoins d'approvisionnement avant le début de l'année financière.

9 Une vérification des capacités disponibles sur le marché primaire entre Empress et le territoire
10 de Gaz Métro le 25 juin 2014, indique qu'aucune capacité de transport d'Empress vers
11 GMIT NDA n'est disponible, alors que 58 342 GJ/jour étaient disponibles lors de
12 l'établissement du plan. Ainsi, la structure d'approvisionnement présentée à la section 9, qui
13 supposait la mise en place de contrats sur le marché primaire pour cette zone, ne sera pas
14 possible. Gaz Métro devra donc contracter cette capacité sur le marché secondaire. D'un
15 point de vue volumétrique, le plan d'approvisionnement ne varie pas, L'impact se situe au
16 niveau des coûts d'approvisionnement.

17 Ce dernier constat est une illustration de la rapidité à laquelle la situation évolue dans le
18 domaine du transport et qui pourrait faire en sorte que Gaz Métro doive acquérir des capacités
19 additionnelles tout prochainement.

1 Année 2016

2 Pour l'année 2016, les besoins d'approvisionnement sont supérieurs à ceux de 2015.
3 Toutefois, les capacités disponibles sur le marché secondaire sont encore plus limitées, seuls
4 deux clients de TCPL détiennent des capacités couvrant cette période et elles ne répondent
5 pas à la totalité des besoins de Gaz Métro. Le plan d'approvisionnement de l'année 2016 a
6 été établi en considérant la possibilité que des capacités sur le marché secondaire soient
7 rendues disponibles entre Empress et le territoire de Gaz Métro ; cette hypothèse est
8 incertaine pour l'instant.

9 Année 2017

10 Pour l'année 2017, année au cours de laquelle la mise en place de la structure déplacée vers
11 Dawn sera complétée, Gaz Métro a considéré au plan l'ensemble des capacités additionnelles
12 qui ont été soumissionnées au cours des différents appels d'offres de TCPL et UnionGas,
13 même si les « Precedent agreement » n'ont pas été officialisés à ce jour. Ces futurs
14 engagements ont été intégrés à titre informatif à l'annexe 3, relative aux contrats existants de
15 transport.

16 Considérant les besoins d'approvisionnement identifiés à long terme, Gaz Métro a modifié
17 son approche face aux deux soumissions faites lors de l'appel d'offres de TCPL le 15 janvier
18 2014. Elle a avisé verbalement TCPL que les deux demandes de 1 029 10³m³/jour, celle
19 soumise par la tierce partie et celle soumise sous réserve par Gaz Métro, n'étaient plus
20 concomitantes, elles devaient être considérées distinctement. Quant à la capacité de
21 515 10³m³/jour, contrairement à ce qui avait été mentionné à la Cause 2014, Gaz Métro
22 n'annulera pas cette demande, mais l'inclura plutôt dans ses outils d'approvisionnement pour
23 desservir les clients en 2017.

24 De plus, Gaz Métro conserverait les capacités de transport encore sous contrat en date du
25 31 octobre 2016 entre Empress et son territoire plutôt que de conserver uniquement le niveau
26 minimum requis par l'Entente (85 000 GJ/jour ou 243 10³m³/jour). En effet, Gaz Métro ne peut
27 demander aujourd'hui à TCPL de la capacité additionnelle entre Parkway et GMIT EDA pour
28 une date d'effet au 1^{er} novembre 2016. Elle devra donc se tourner vers le marché secondaire,
29 qui, comme démontré précédemment, est limité à un seul joueur. Dans ce cadre, Gaz Métro
30 a avantage à conserver ses acquis.

1 Année 2018

2 Pour l'année 2018, la stratégie mise en place en 2017 est maintenue. Toutefois, Gaz Métro
3 conserverait les capacités minimales de transport entre Empress et son territoire requises par
4 l'Entente (85 000 GJ/jour ou 243 10³m³/jour), et demanderait de la capacité additionnelle
5 auprès de TCPL et Union Gas pour poursuivre sa stratégie de rapprocher sa structure
6 d'approvisionnement de son territoire. Considérant le délai minimum de trois ans requis par
7 TCPL pour la construction de nouvelle capacité, cette demande devra être soumise dès
8 l'automne 2014 pour viser une date de mise en service le 1^{er} novembre 2017.

9 La stratégie d'approvisionnement 2015-2018 montre que les structures d'approvisionnement
10 des prochaines années devront être ajustées en fonction du contexte propre chaque année.
11 Gaz Métro n'a pas toutes les réponses pour lui permettre de statuer sur sa planification
12 d'approvisionnement pour les années 2016 et suivantes. Elle devra poursuivre ses
13 discussions avec TCPL, Union Gas et les tiers détenant de la capacité jusqu'à son territoire
14 pour assurer la desserte de sa clientèle. Elle tiendra également compte des alternatives à
15 l'achat de capacités de transport qui pourraient être mises en place dans sa structure.

7.3. Fourniture de gaz naturel

16 La stratégie d'acquisition de fourniture de Gaz Métro pour l'année financière 2014-2015 a été
17 adaptée pour refléter les mouvements de la structure d'approvisionnement.

18 Pour l'année 2015, Gaz Métro procédera par appel d'offres pour les achats contractés
19 d'avance à Dawn ou à Empress. Elle sélectionnera les fournisseurs en fonction des critères
20 suivants : la prime demandée, la notation de crédit et l'expérience passée. Gaz Métro s'est
21 assurée de maintenir une diversité de fournisseurs.

22 Pour effectuer, le cas échéant, les transactions d'achats en bloc à Dawn ou à Empress en
23 cours d'année, Gaz Métro procédera par invitation. Les mêmes critères de sélection seront
24 appliqués pour choisir un fournisseur. Des achats sur la base « spot » seront également
25 effectués.

26 Gaz Métro demeure prudente dans ses engagements afin de conserver toute la flexibilité dont
27 elle pourrait avoir besoin si le contexte gazier entraînait un changement des besoins à Dawn.
28 Considérant le contexte gazier actuel, Gaz Métro n'envisage pas contracter d'autre achat de
29 gaz naturel pluriannuel pour l'instant.

1 La section 8.1 décrit plus amplement les contrats existants ainsi que les volumes d'achats de
2 gaz naturel que Gaz Métro prévoit contracter d'avance pour l'année 2015.

7.4. Autres sources d'approvisionnement

3 Toujours dans la perspective d'une diversification de ses approvisionnements, Gaz Métro a
4 eu l'opportunité de contracter, pour la période du 1^{er} juin 2013 au 31 octobre 2015 une
5 capacité de 11 10³m³/jour de gaz naturel auprès d'un producteur de biogaz, directement dans
6 son territoire, qui l'injecte dans le réseau de TQM (TCPL),

7 De plus, elle continue de suivre de près le développement de l'industrie du biométhane au
8 Québec. Toutefois, dans l'horizon du plan d'approvisionnement, aucun achat de biométhane
9 n'est prévu.

10 Gaz Métro suit également le développement du gaz de shale de l'Utica sur la rive sud du
11 Saint-Laurent, entre Québec et Montréal et s'intéresse, sur un horizon à plus long terme, au
12 développement des divers projets des terminaux méthaniers et espère pouvoir négocier
13 auprès d'éventuels fournisseurs afin d'être desservie en gaz naturel directement au Québec,
14 à partir d'un terminal méthanier. Sur l'horizon du plan 2015-2018, aucune source
15 d'approvisionnement provenant des ports méthaniers ou du bassin de gaz de shale de l'Utica
16 n'a été intégrée à la structure d'approvisionnement. Ces sources potentielles
17 d'approvisionnement, même si elles ne font pas directement partie de l'horizon du plan,
18 restent présentes dans la réflexion que Gaz Métro porte sur sa structure d'approvisionnement
19 futur.

20 Si de nouvelles sources d'approvisionnement deviennent disponibles dans l'horizon du plan,
21 Gaz Métro verra, le cas échéant, à réorganiser sa structure d'approvisionnement pour les
22 intégrer.

7.5. Équilibrage

23 Les besoins en équilibrage sont en partie comblés par les sites d'entreposage situés dans le
24 territoire de Gaz Métro. Ces sites sont composés de l'usine LSR et des deux sites
25 d'entreposage souterrain d'Intragaz (Saint-Flavien et Pointe-du-Lac).

26 L'usine LSR est un approvisionnement de pointe. Elle est donc utilisée comme dernier outil
27 d'approvisionnement.

1 Les caractéristiques physiques du site de Saint-Flavien impliquent un profil de retrait
2 spécifique défini à l'avance. Une utilisation complète du gaz naturel entreposé à ce site est
3 prévue sur la période de l'hiver. Le début et la fin des retraits, ainsi que la période
4 d'interruption pour la période des Fêtes, peuvent être modulés par Gaz Métro en fonction des
5 besoins découlant principalement des prévisions de température.

6 Les caractéristiques du site d'entreposage de Pointe-du-Lac permettent une modulation des
7 injections et des retraits en cours de journée, sur la période de l'hiver, avec une dernière
8 fenêtre de nominations trois heures avant la fin de la journée gazière. Ce site peut également
9 être cyclé, c'est-à-dire que le gaz peut être retiré et réinjecté par la suite, permettant de
10 maintenir un débit élevé de retrait et offrant un volume total de gaz sur la période de l'hiver
11 supérieur à la capacité physique du site. Il est le dernier outil utilisé avant l'interruption, en
12 partie ou en totalité, de la clientèle interruptible. Il est donc partiellement utilisé pour répondre
13 à la demande de pointe.

14 Les besoins d'équilibrage sont également comblés en utilisant le site d'entreposage souterrain
15 d'Union Gas, situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un outil très flexible
16 en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation aisée du débit de gaz en cours
17 de journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations. Ainsi, les capacités de retrait
18 ou d'injection de ce site permettent de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle
19 tout au long de l'année.

20 Finalement, Gaz Métro couvre aussi les besoins d'équilibrage par des achats de gaz naturel
21 effectués directement à Dawn, les volumes afférents étant transportés sur des contrats de
22 transport FTSH et/ou STS.

23 Pour ce qui est des capacités d'entreposage détenues chez Union Gas, des capacités de
24 232,9 10⁶m³ viendront à échéance le 31 mars 2015, ce qui représente près du deux tiers des
25 capacités totales d'entreposage chez Union Gas. Dans sa décision D-2014-065, la Régie a
26 demandé à Gaz Métro de déposer, au plus tard le 15 octobre 2014, une étude d'expert sur
27 l'entreposage de gaz naturel qui devra porter sur les paramètres d'entreposage, soit :

- 28 • la taille optimale de la capacité d'entreposage ;
- 29 • la capacité de retrait ; et
- 30 • la capacité d'injection.

1 Gaz Métro attendra les résultats de cette étude avant de se positionner sur la stratégie relative
2 aux capacités d'entreposage. Ainsi, Gaz Métro a établi son plan d'approvisionnement
3 2015-2018 en supposant le maintien de l'ensemble de ses capacités d'entreposage.

7.6. Conclusion

4 Sur l'horizon du plan 2015-2018, Gaz Métro vise un rapprochement de sa structure
5 d'approvisionnement à son territoire pour le 1^{er} novembre 2016, soit un retard d'un an par
6 rapport à la date initialement projetée. Toutefois, une croissance des capacités de transport
7 en provenance d'Empress, étant donné la croissance des besoins et la non-disponibilité de
8 transport entre Dawn et le territoire de Gaz Métro, sera envisagée pour les trois premières
9 années du plan. Les capacités disponibles sur le marché secondaire sont toutefois limitées et
10 leur coût risque d'être établi en conséquence.

11 Pour la quatrième année du plan, Gaz Métro envisagerait d'effectuer, auprès de TCPL et
12 Union Gas, une demande d'ajout de capacité entre Dawn et son territoire à compter du
13 1^{er} novembre 2017 pour répondre à cette croissance, mais également pour limiter la capacité
14 de transport longue distance au niveau minimum convenu par l'Entente. Cette demande devra
15 toutefois être soumise à TCPL dès l'automne 2014.

16 Les sections 8 et 9 ci-après présentent plus spécifiquement les orientations prises dans la
17 planification des approvisionnements gaziers sur l'horizon 2015-2018.

18 Gaz Métro demeure à l'affût de toutes possibilités qui lui permettraient de diminuer les coûts
19 d'approvisionnement. Cette mission est d'autant plus importante que le contexte gazier dans
20 lequel Gaz Métro évolue semble rendre plus difficile sa stratégie de rapprochement des
21 approvisionnements près de son territoire.

8. CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS

22 Cette section porte principalement sur les différents contrats d'approvisionnement déjà contractés
23 par Gaz Métro. La structure d'approvisionnement est présentée par composante : la fourniture de
24 gaz naturel, le transport et l'équilibrage.

8.1. Fourniture de gaz naturel

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

1 Gaz Métro achète le gaz retiré par les clients en service de fourniture de gaz naturel du
2 distributeur. Elle le fait à différents points de réception et auprès de différents fournisseurs.
3 De plus, Gaz Métro doit acheter et fournir le gaz de compression nécessaire au transport
4 du gaz naturel.

5 Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel et en gaz de
6 compression de Gaz Métro est présenté à l'annexe 2. La date d'échéance, le point de
7 livraison, la période d'achat ainsi que les volumes quotidiens et annuels reliés à chacun
8 de ces contrats pour le plan d'approvisionnement 2015-2018 sont spécifiés. Le tableau
9 présente également les totaux visés au plan d'approvisionnement 2015 et le ratio qui est
10 contracté à ce jour par rapport à ces totaux.

11 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2014, Gaz Métro a proposé une gestion différente des
12 retraits et injections au site d'entreposage d'Union Gas qui vise à concentrer les retraits
13 durant les mois de décembre à février et une concentration des injections à la fin de la
14 saison d'injection. La Régie a approuvé cette approche dans la décision D-2014-077.
15 Ainsi, Gaz Métro a considéré ce mode de gestion dans son plan d'approvisionnement. La
16 page 2 de l'annexe 2 présente la répartition mensuelle des achats projetés de fourniture
17 de gaz naturel par point d'achat ainsi que les quantités quotidiennes que Gaz Métro
18 prévoit contracter d'avance avant le début de l'année financière.

19 La majeure partie des achats de fourniture de gaz naturel contractés par Gaz Métro
20 (77,0 %) est effectuée au point Dawn. Une portion du gaz naturel pour les clients en
21 service de fourniture de Gaz Métro est également achetée directement au point Empress
22 (22,8 %). Finalement, un achat de gaz naturel est effectué dans le territoire de Gaz Métro
23 (0,2 %).

24 Les mois d'octobre et novembre sont des mois d'épaulement au cours desquels la
25 température peut influencer de façon importante la consommation de la clientèle. De plus,
26 pour ces mois, Gaz Métro est interruptible en injection au site d'entreposage d'Union Gas.
27 Toutefois, considérant le nouveau mode de gestion des retraits au site d'entreposage
28 d'Union Gas qui entraîne des quantités quotidiennes importantes d'achat en novembre,
29 Gaz Métro contractera d'avance une partie de ces achats. Les autres achats pour ces

1 deux mois seront effectués sur une base « spot » afin d'adapter les quantités aux besoins
2 spécifiques de la demande.

3 Pour la période de l'hiver, certains achats projetés ne seront pas concrétisés d'avance
4 afin de conserver la flexibilité dans l'éventualité d'un hiver plus chaud que la normale.

5 Considérant la quantité importante d'achats à Dawn pour le mois d'avril et le fait que les
6 retraits sont interruptibles au site d'entreposage d'Union Gas, Gaz Métro contractera
7 d'avance une partie des achats projetés pour ce mois.

8 Gaz Métro attendra la fin de l'hiver 2014 avant de contracter des achats en bloc pour les
9 mois de mai à septembre afin de garder toute la flexibilité pour moduler les achats en
10 fonction des résultats de l'hiver et de la projection de la demande. Après l'hiver, elle jugera
11 chaque mois si des achats en bloc peuvent être réalisés. De plus, selon les quantités
12 requises, une partie des achats des mois d'août et septembre seront réalisés sur une
13 base « spot » afin de moduler les achats en fonction des besoins d'injection au site
14 d'entreposage d'Union Gas. En effet, la capacité d'injection chez Union Gas est réduite
15 pour cette période et les niveaux d'inventaire sont presque à 100 %, ce qui entraîne une
16 gestion plus précise des injections à planifier sur cette période et par le fait même, une
17 gestion plus précise des achats de gaz naturel.

18 Cette approche permet de conserver toute la marge de manœuvre relativement au niveau
19 d'achats de fourniture à concrétiser à la suite du constat de la demande réelle observée
20 durant la période d'hiver.

21 Volume de fourniture requis pour l'année 2014-2015

22 Pour l'année 2014-2015, le volume total de la fourniture de gaz naturel et du gaz de
23 compression à acheter par Gaz Métro est estimé à 2 042 10⁶m³. De cette quantité,
24 1 921 10⁶m³ sont attribués spécifiquement à la demande de fourniture de gaz naturel de
25 la clientèle. La différence est requise pour couvrir le restant de la demande (gaz perdu,
26 usage de la compagnie), la variation nette des retraits et injections d'inventaires ainsi que
27 le gaz de compression² requis pour transporter la fourniture jusqu'au territoire de
28 Gaz Métro.

² Les pourcentages de gaz de compression projetés sont indiqués à l'annexe 3, page 3.

1 Un volume de fourniture de 45 10⁶m³ est déjà contracté. Gaz Métro projette de sécuriser
2 près de 50 % des achats totaux en service de fourniture de gaz naturel avant le début de
3 l'année financière, comme présenté à la page 2 de l'annexe 2.

4 Il est à noter qu'au volume total mentionné ci-dessus vient s'ajouter le volume contracté
5 pour les clients engagés auprès de Gaz Métro dans une entente de fourniture à prix fixe
6 approvisionnée par un fournisseur spécifique. Pour l'année 2014-2015, le volume annuel
7 est estimé à 396 10⁶m³.

8 Prix du service de fourniture

9 Le prix moyen de référence pour la fourniture de gaz naturel pour l'année 2014-2015 est
10 de 14,663 ¢/m³ (3,87 \$/GJ). Ce prix est basé sur les prévisions de prix de la fourniture de
11 gaz naturel pour la période étudiée. Il inclut l'effet des dérivés financiers ainsi que les
12 coûts à transférer du service de fourniture au service d'équilibrage correspondant à
13 l'interfinancement relié au profil d'achat de la fourniture. La section 2.2 « Hypothèses
14 énergétiques » du présent document présente le détail de l'évaluation du prix.

15 Prix projetés pour les achats à Dawn

16 Conformément à la Décision D-2014-064, les achats à Dawn contractés d'avance seront
17 transigés en fonction de l'indice NYMEX ou NGX-Dawn auquel s'ajoute, le cas échéant,
18 une prime. Les achats quotidiens « spot » sont transigés à prix fixe.

19 Pour la projection des coûts d'achats à Dawn à la Cause tarifaire 2015, Gaz Métro a utilisé
20 les prix mensuels des contrats d'échange sur le marché financier obtenu auprès de TD
21 Securities sur la période du 10 au 21 février 2014. Ces prix mensuels sont donc établis
22 selon la même base que celle utilisée pour développer les hypothèses financières
23 présentées au Tableau 4. Ces prix moyens considèrent également les prix des
24 transactions déjà concrétisées sur l'horizon du plan.

25 Sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2015-2018, la projection des prix des achats
26 de gaz naturel à Dawn est la suivante :

Tableau 28

Année	Prix d'achat à Dawn	
	\$/GJ	¢/m ³
2014-2015	4,928	18,670
2015-2016	4,357	16,510
2016-2017	4,453	16,873
2017-2018	4,545	17,219

1 Les coûts des achats à Dawn sont par la suite fonctionnalisés entre les services de
2 fourniture, compression, transport et équilibrage. La méthode de fonctionnalisation du prix
3 global d'achat, approuvée par la Régie dans la décision D-2014-064 a été appliquée.

4 Ainsi, pour la Cause tarifaire 2015, le prix global est scindé entre les services comme suit :

- 5 • Fourniture : prix annuel du gaz naturel à Empress établi sur la base des « Futures »
6 obtenus sur le marché financier en février précédant l'année financière
7 (réf. : Tableau 4) ;
- 8 • Compression : prix moyen de compression établi selon les ratios mensuels moyens
9 historiques des 3 dernières années de TCPL entre Empress et GMIT EDA
10 (l'information n'a pu être obtenue de la tierce partie) ;
- 11 • Transport : prix de transport annuel du marché entre Empress et Dawn ; et
- 12 • Équilibrage : solde du prix global.

13 Le Tableau 29 présente la répartition du prix moyen d'achats à Dawn pour l'année 2015
14 pour un volume projeté d'achats à Dawn de 1 573 10⁶m³.

Tableau 29

Prix global	Fonctionnalisation par service				
	Fourniture	Compression	Transport & équilibrage	Transport annuel	Équilibrage
(1)	(2)	(3)	(4) = (1)-(2)-(3)	(5)	(6) = (4)-(5)
\$/GJ 4,928	4,210	0,116	0,601	0,571	0,030
¢/m ³ 18,670	15,953	0,439	2,278	2,164	0,114
(000 \$) 293 624	250 896	6 906	35 823,22	34 025	1 798

1 La valeur du transport annuel (colonne 5 du Tableau 29) est égale à la moyenne des
2 « Futures » publiés durant le mois de février 2014 par la source de référence :

- 3 o TD Energy Trading Inc. – Energy Daily

4 Le Tableau 30 présente l'évaluation de ce prix de transport annuel.

Tableau 30

Période d'achat		"Future"	"Future"	Différentiel	Ratio de	Compression	Transport
début	fin	Empress	Dawn	Empress-Dawn	compression	Empress-Dawn	annuel
(1)	(2)	\$/GJ	\$/GJ	\$/GJ	(6)	\$/GJ	\$/GJ
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (4)-(3)	(6)	(7) = (3)x(6)	(8) = (5)-(7)
2014-10-01	2015-09-30	4,074	4,762	0,688	2,86%	0,117	0,571

5 Il est à noter que BP Canada Energy Company, deuxième source de référence utilisée
6 les années passées, a modifié sa publication quotidienne et l'information requise pour
7 établir la valeur du transport annuel n'est plus disponible. Les données pour établir le prix
8 annuel moyen de transport entre Empress et Dawn sont donc obtenues d'une seule
9 source.

10 Le ratio de compression (colonne 6 du 29) n'étant pas inclus dans la publication utilisée
11 en référence, Gaz Métro a utilisé la moyenne des ratios de compression entre Empress
12 et Dawn établis par TCPL pour les 12 derniers mois connus, soit mars 2013 à février 2014.

13 Selon la décision D-2014-064, cette méthode de fonctionnalisation a été approuvée
14 jusqu'au 1^{er} novembre 2015. Étant donné le report du déplacement des livraisons de la
15 clientèle AD au 1^{er} novembre 2016, Gaz Métro demande à la Régie de prolonger son
16 application jusqu'au 1^{er} novembre 2016.

17 Sécurité d'approvisionnement de la fourniture de gaz naturel

18 Empress et Dawn sont des points liquides et il est possible de s'y approvisionner en tout
19 temps. Le gaz naturel est transigé comme une commodité, les prix s'ajustent
20 automatiquement en fonction de l'offre et de la demande.

1 Historique des achats réels de fourniture à Dawn

2 La comparaison, pour chacune des cinq dernières années disponibles, des prix mensuels
3 à Dawn et des prix mensuels des achats de Gaz Métro effectués à Dawn est présentée à
4 l'annexe 12.

5 **8.1.2. Clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété**

6 Les clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété, incluant les clients
7 qui fournissent leur propre service de transport, s'approvisionnent directement auprès de
8 leur fournisseur. De son côté, le client en biogaz, desservi par un réseau dédié,
9 s'approvisionne directement dans le territoire de Gaz Métro.

10 Pour l'année 2014-2015, le volume annuel de tous ces clients est estimé à 3 400 10⁶m³,
11 dont 1 10⁶m³ proviennent des volumes projetés pour les clients en service de gaz
12 d'appoint concurrence.

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

15 **8.2. Transport**

16 Les modalités relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites dans
17 les différents contrats avec les transporteurs TCPL, Union Gas et les tierces parties sont
18 présentées à l'annexe 3, page 1. Ce document détaille les débits au 1^{er} octobre et au
19 1^{er} novembre 2014, ainsi que les échéances des différents contrats de transport. Les
20 modalités de renouvellement sont également indiquées.

21 La Carte 1 présentée à la page 7 du présent document illustre les différents segments de
22 transport (items encadrés). Le portefeuille de contrats de transport que possède Gaz Métro
23 peut être décomposé en onze parties selon les segments parcourus, incluant les contrats de
24 transport par échange.

25 **8.2.1. Services de transport du distributeur**

26 La capacité totale de transport contractée auprès de TCPL entre Empress et GMIT EDA
27 (FTLH) a été modifiée comme suit entre les Causes tarifaires 2013 et 2014 :

1	Débits totaux FTLH – Cause tarifaire 2014	8 182 10 ³ m ³ /jour
2	1. Reprise de capacité (préalablement cédée)	
3	au 1 ^{er} nov. 2014	40 10 ³ m ³ /jour
4	Débits totaux FTLH – Cause tarifaire 2014	8 221 10 ³ m ³ /jour

5 La reprise de capacité au 1^{er} novembre 2014 résulte du retour d'un client au service de
6 transport du distributeur. Ce client s'était vu céder de la capacité par Gaz Métro lors de
7 son retrait du service et, selon les règles des *Conditions de service et Tarif*, il devait l'offrir
8 au distributeur avant de la retourner directement au transporteur. Considérant le contexte
9 actuel et les besoins de transport entre Empress et GMIT EDA, Gaz Métro a décidé de
10 reprendre cette capacité. Le transfert des contrats entre les parties n'est pas finalisé, mais
11 ce contrat a été intégré au plan d'approvisionnement et indiqué à la ligne 3 de l'annexe 3.

12 D'autre part, un contrat d'échange entre Empress et GMIT EDA sur le marché secondaire
13 prend fin le 31 octobre 2014 pour une capacité de 396 10³m³/jour.

14 Considérant les capacités de transport FTLH venant à échéance au 31 octobre 2015, à la
15 suite de l'avis de Gaz Métro le 30 janvier 2014 (comme expliqué à la section 7.2), TCPL
16 a accepté de reporter la date de fin des capacités de 82 200 GJ/jour (2 169 10³m³/jour) et
17 2 397 GJ/jour (63 10³m³/jour) jusqu'au 31 octobre 2016 si la mise en fonction des
18 capacités additionnelles prévues au 1^{er} novembre 2015 était retardée. Il en est de même
19 avec le contrat de FTNR de 130 000 GJ/jour (3 431 10³m³/jour) qui a pris effet le
20 1^{er} novembre 2013 et devenait échu le 31 octobre 2015.

21 Les capacités additionnelles soumissionnées auprès de TCPL et Union Gas en janvier
22 2014 pour une prise d'effet au 1^{er} novembre 2016 ont été intégrées à l'annexe 3 même si
23 les « Precedent Agreement » ne sont pas encore signés (lignes 13, 14, 23 et 24).

24 D'autre part, la stratégie incluait la négociation d'un contrat d'échange entre Dawn et
25 GMIT EDA auprès d'un tiers pour une capacité de 39 000 GJ/jour (1 029 10³m³/jour)
26 prenant effet le 1^{er} novembre 2016. Cette négociation n'est pas complétée, mais la
27 transaction a été intégrée au plan d'approvisionnement et est indiquée à la ligne 30 de
28 l'annexe 3.

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

1 Pour l'année 2014-2015, 160 clients fournissant leur propre service de transport, incluant
2 le client en biogaz, détiendront une capacité journalière moyenne de 632 10³m³/jour en
3 octobre 2014. Ce nombre passe à 52 clients à compter du 1^{er} novembre 2014. La capacité
4 journalière moyenne de novembre 2014 à septembre 2015 passe à 371 10³m³/jour. Le
5 volume annuel total de la clientèle qui fournit son service de transport s'élève à 144 10⁶m³.

6 L'hypothèse que ce nombre de clients sera statique pour toute la durée du plan
7 d'approvisionnement est utilisée. Les modalités prévues aux *Conditions de service et Tarif*
8 pour les clients désirant contracter leur propre transport (cession ou préavis de sortie) font
9 en sorte que Gaz Métro sera tenue indemne des choix des clients.

10 Il est à noter que 39 clients ont avisé Gaz Métro de leur retour à partir du 1^{er} novembre
11 2013 en respectant les *Conditions de service et Tarif* en vigueur au moment de leur avis,
12 c'est-à-dire avec un avis d'au moins 60 jours. Les autres clients qui ont migré vers le
13 service de transport du distributeur ont donné un avis à Gaz Métro avant le 1^{er} mars 2014
14 pour un retour à compter du 1^{er} novembre 2014.

15 D'autre part, trois clients ont avisé Gaz Métro qu'ils se retiraient du service de transport
16 du distributeur à compter du 1^{er} novembre 2014. Gaz Métro a accepté cette migration,
17 réduisant d'autant les capacités additionnelles à contracter.

18 Le retour de clients au service de transport de Gaz Métro représente globalement une
19 baisse de 667 10³m³/jour entre la Cause 2014 et Cause 2015; l'apport des livraisons des
20 clients ayant leur propre service de transport aux outils d'approvisionnement passe de
21 1 065 10³m³/jour en 2014 à 397 10³m³/jour en 2015.

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

8.2.3. Gaz d'appoint

26 Une demande de 1 10⁶m³ en service de gaz d'appoint concurrence est intégrée à la Cause
27 tarifaire 2014. Il s'agit d'un contrat déjà signé au cours de l'année 2014 qui se termine le

1 31 octobre 2014. La capacité de transport additionnelle contractée pour desservir cette
2 clientèle a été intégrée au plan d'approvisionnement.

8.2.4. Coûts de transport

3 Les différents tarifs payés à TCPL et Union Gas pour l'utilisation du transport contracté
4 sur leur réseau sont présentés à l'annexe 3, page 2.

Gaz d'appoint concurrence

5 Les coûts de transport associés aux volumes de gaz d'appoint concurrence sont à un prix
6 unitaire moyen de 5,949 ¢/m³, correspondant au prix de l'entente déjà réalisée.
7

8.3. Équilibrage

8 Le portefeuille d'outils d'entreposage de Gaz Métro est constitué de quatre sites : les deux
9 sites d'Intragaz (Pointe-du-Lac et Saint-Flavien), le site d'Union Gas et une usine de
10 liquéfaction (LSR) dont Gaz Métro est la propriétaire. La Carte 1 présentée à la page 7 du
11 présent document illustre les différents sites d'entreposage (items encerclés).

12 Le tableau de l'annexe 4, page 1 détaille les contrats actuellement détenus par Gaz Métro
13 avec chacune des parties. La pièce indique pour chaque contrat les volumes totaux
14 d'entreposage ainsi que les capacités de retrait et d'injection. L'échéance relative à chacun
15 des contrats y est également spécifiée.

16 Comme mentionné à la section 7.5, Gaz Métro a supposé le renouvellement de ces capacités
17 d'entreposage dans l'élaboration du plan d'approvisionnement 2015-2018.

8.3.1. Coûts d'entreposage

18 Les tarifs d'Union Gas et d'Intragaz, pour les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien,
19 apparaissent à l'annexe 4, page 2.

20 En ce qui a trait aux contrats d'entreposage auprès d'Union Gas qui viennent à échéance
21 au 31 mars 2015, Gaz Métro a utilisé les tarifs actuels pour projeter les coûts à la Cause
22 tarifaire 2015.

9. PLANIFICATION D'APPROVISIONNEMENTS

1 Cette section décrit les outils d'approvisionnement qui seront potentiellement requis pour les
2 quatre années du plan. La première section présente la structure d'approvisionnement requise
3 pour la première année du plan d'approvisionnement, incluant la stratégie mise en place pour le
4 renouvellement des contrats de transport de Gaz Métro. Les autres sections présentent les
5 structures requises sur l'horizon du plan quadriennal et selon les différents scénarios : base,
6 favorable et défavorable.

7 Le plan d'approvisionnement présenté dans cette section est établi en incluant les différents
8 éléments relatifs au traitement des ventes de GNL. Le détail de ce traitement est abordé
9 spécifiquement à la pièce Gaz Métro-7, Document 2.

9.1. Planification pour l'année 2014-2015

9.1.1. Demande et sources d'approvisionnement gazier

10 L'annexe 5 présente la planification annuelle pour l'année 2015.

Hiver

11 La demande totale s'élève à 3 368 10⁶m³ pour la période d'hiver. L'approvisionnement
12 pour répondre à la demande totale avant interruption se chiffre à 3 362 10⁶m³, incluant les
13 retraits des inventaires. Ainsi, un volume d'interruption de 6 10⁶m³ est requis pour
14 répondre à la demande d'hiver.

Été

15 Durant l'été, la demande totale prévue s'élève à 2 956 10⁶m³. L'approvisionnement défini
16 pour répondre à cette demande considère les différentes capacités de transport
17 disponibles, les volumes d'achat de gaz naturel à Dawn ainsi que les retraits des sites
18 d'entreposage.

19 Il est à noter qu'aucune capacité de transport FTLH non utilisée n'est prévue. Étant donné
20 que la structure d'approvisionnement requiert des achats à Dawn en été et que la quantité
21 prévue est significative, c'est cette quantité d'achats qui fluctuera. En effet, d'un point de
22 vue opérationnel, Gaz Métro utilisera la totalité de son transport FTLH et modulera les
23 achats « spot » à Dawn, le cas échéant.

9.1.2. Établissement de la journée de pointe

1 Le plan d'approvisionnement 2015-2018 a été établi en considérant les modifications à la
2 méthode d'évaluation de la journée de pointe présentée à la pièce Gaz Métro-4,
3 Document 2 du présent dossier.

4 L'annexe 10, lignes 77 à 101, présente le détail de la projection de la demande continue
5 en journée de pointe pour la Cause tarifaire 2015 en fonction de la méthode proposée.

6 La combinaison représentant la journée de pointe estimée historique depuis octobre 1970
7 pour la demande continue est identifiée en appliquant les facteurs de la régression linéaire
8 (ci-après décrite) aux combinaisons « degrés-jours et vent » réels réchauffés depuis
9 octobre 1970, évalués en base 13°C.

10 La régression linéaire est établie en considérant les facteurs calorifiques (DJ_t et DJ_{t-1}), le
11 facteur croisé de la température et du vent ($DJ_t \times V_t$) et le facteur de base maximal
12 journalier et mensuel, en base 13°C, en fonction des volumes quotidiens réels observés
13 du 1^{er} novembre 2012 au 31 mars 2013. Un facteur d'ajustement est par la suite appliqué
14 pour refléter la demande de la Cause tarifaire 2015.

15 Le tableau ci-dessous présente les résultats de la régression ainsi que les combinaisons
16 des cinq journées historiquement les plus froides depuis octobre 1970; la journée du
17 4 janvier 1981 est identifiée comme la journée de pointe historique avec une valeur de
18 34 404 10³m³.

Tableau 31

Élément	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation – 5 jours les plus froids				
		Base 13 et températures réchauffées				
Date		1981-01-04	1981-01-03	2004-01-15	1976-01-23	1994-01-15
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 668,14					
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	378,71	38,13	43,64	36,78	39,56	39,79
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	116,99	43,64	32,40	39,66	35,27	26,31
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,28	962,46	609,09	1 257,08	747,90	1 105,42
Volume projeté (10 ³ m ³)		34 404	34 369	34 096	33 477	33 332

Dans la décision D-2012-158, la Régie demandait à Gaz Métro d'expliquer les écarts entre la projection de la demande continue en journée de pointe de la cause tarifaire projetée et celle de l'année précédente. L'annexe 10 présente les justifications de la variation de la demande en journée de pointe. Considérant la décision D-2013-179 de la Régie qui n'approuvait pas la méthode d'évaluation de la journée de pointe proposée à la Cause tarifaire 2014, la demande continue en journée de pointe de l'année précédente, servant de point initial de référence dans la comparaison, est établie selon la méthode actuelle.

L'historique comparatif de la journée de pointe entre les prévisions et le réel observé est présenté à l'annexe 11, pages 2 et 3.

9.1.3. Évaluation du volume pour une journée à 39 DJ et vent moyen à cette température

À titre informatif, le tableau suivant présente la projection de volume pour une journée comportant 39 DJ, 37 DJ pour le jour précédent et un vent moyen de 15 km/h sur la base des paramètres de la régression utilisée dans le calcul de la journée de pointe.

Tableau 32

Élément	Paramètre de régression	Paramètres d'évaluation	Volume
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 668,14		12 668,14
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	378,71	39,00	14 769,59
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	116,99	37,00	4 328,65
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,28	585,00	1 331,19
Volume projeté (10³m³)			33 098

1 La modification à la méthode d'évaluation de la journée de pointe a été intégrée.

9.1.4. Débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême

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

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

8 Ces éléments ne peuvent être quantifiés pour permettre une évaluation précise des outils
9 requis pour couvrir l'hiver extrême. Gaz Métro s'assure toutefois de sécuriser les outils
10 d'approvisionnement nécessaires pour être en mesure de faire face à ces situations, c'est-
11 à-dire de détenir les outils pour répondre à l'hiver extrême.

12 La méthode d'évaluation pour l'hiver extrême est la suivante :

Identification de l'hiver extrême

13 L'hiver historique le plus froid sur la période d'octobre 1970 à mars 2013 est identifié en
14 appliquant :

- 15 • les facteurs sans ajustement de la régression linéaire obtenus pour l'établissement
16 de la journée de pointe de la demande continue selon la méthode proposée ;
- 17 • aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffés depuis octobre 1970 évalués
18 en base 13°C.

1 Le Tableau 33 présente les volumes projetés reliés à la température de la clientèle
2 continue pour les cinq hivers historiquement les plus froids ; l'hiver 1993-1994 est identifié
3 comme l'hiver historique extrême depuis octobre 1970.

Tableau 33

Année	Volumes projetés 10³m³
1993-1994	1 433 364
2002-2003	1 400 038
1995-1996	1 387 516
1971-1972	1 371 197
1977-1978	1 362 676

Établissement de la demande pour l'hiver extrême

4 La demande saisonnière de l'hiver extrême des clients dont les consommations sont
5 influencées par la température est établie en appliquant :

- 6 • les mêmes facteurs de régression linéaire que ceux prévus au plan, soit :
 - 7 ➤ les facteurs calorifiques (DJ_t et DJ_{t-1}), le facteur croisé de la température et du
8 vent ($DJ_t \times V_t$), en base 13°C, pour la clientèle continue et sans combinaison
9 tarifaire, et
 - 10 ➤ le facteur calorifique (DJ_t), sous la base de référence 13°C, pour la clientèle aux
11 tarifs D_5 ; et
- 12 • aux combinaisons « degrés-jours et vent » réchauffées de l'hiver extrême sur la
13 période d'octobre 1970 à mars 2013, soit l'hiver 1993-1994.

14 À cette demande est additionnée la portion continue de la demande des clients en
15 combinaison tarifaire D_3 et D_4 , celle-ci n'étant pas influencée par la température.

16 Considérant les degrés-jours de l'hiver 1993-1994 réchauffés, la demande saisonnière de
17 l'ensemble de la clientèle avant interruption, excluant les volumes de gaz d'appoint
18 concurrence, s'élève à 3 480 10⁶m³.

Établissement du débit quotidien pour répondre à l'hiver extrême

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

6 Il est à noter que la capacité de l'usine LSR utilisée dans l'évaluation est réduite de la
7 capacité réservée aux ventes GNL. De plus, la capacité de liquéfaction en hiver à l'usine
8 LSR a été considérée.

9 Pour la Cause tarifaire 2015, le débit quotidien requis pour répondre à la demande en
10 hiver extrême est de 32 781 10³m³.

11 Dans la décision D-2012-158, la Régie demandait à Gaz Métro d'expliquer les écarts entre
12 la prévision des besoins requis pour répondre à l'hiver extrême de la cause tarifaire
13 projetée et ceux de l'année précédente. L'annexe 10 présente certains éléments justifiant
14 la variation des besoins en hiver extrême.

9.1.5. Établissement des outils du plan d'approvisionnement 2015

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

- 19 • la journée de pointe de la demande continue, soit 34 404 10³m³ évaluée à la section
20 9.1.2 ; et
- 21 • les outils quotidiens d'approvisionnement requis pour répondre à la demande
22 saisonnière de l'hiver extrême, soit 32 781 10³m³ évalués à la section 9.1.4.

23 Gaz Métro doit donc détenir un débit quotidien d'approvisionnement de 34 404 10³m³ pour
24 l'année 2014-2015.

25 Le Tableau 34 répertorie les différents outils d'approvisionnement disponibles, la
26 moyenne de leur débit journalier respectif pour les mois de décembre 2014, janvier et
27 février 2015, ainsi que la capacité de transport qui doit être contractée pour combler les
28 besoins.

Tableau 34

Sources	10 ³ m ³ /jour
FTLH primaire (GMIT EDA et GMIT NDA)	8 626
Transport par échange (EMP-GMIT)	1 031
Achats dans le territoire	11
Transport fourni par les clients	397
FTSH (Dawn-GMIT EDA)	2 903
Transport par échange (Dawn-GMIT)	2 164
FTSH (Parkway-GMIT EDA)	1 715
STS (Parkway-GMIT EDA & NDA)	5 705
Pointe-du-Lac	1 196
Saint-Flavien	1 287
Usine LSR (Vaporisation)	5 729
Sous-total approvisionnements	30 764
Achat / (Vente) de transport	3 642
Total approvisionnements après achat / (vente) de transport	34 406

1 À des fins d'illustration en mètres cubes, un facteur de conversion de 37,89 MJ/m³ pour
2 le pouvoir calorifique a été utilisé pour les outils d'entreposage Pointe-du-Lac (PdL), Saint-
3 Flavien et l'usine LSR alors que dans les faits, un pouvoir calorifique de 37,76 MJ/m³
4 s'applique. Par exemple, le débit contractuel de PdL est de 1 200 10³m³/jour. Le facteur
5 de conversion en gigajoule est de 37,76 MJ/m³, amenant ainsi le débit à 45 312 GJ/jour.
6 Le plan d'approvisionnement est établi sur une base de gigajoule et lorsqu'on présente
7 l'information en mètres cubes à la cause tarifaire, il devient requis d'utiliser un pouvoir
8 calorifique équivalent pour l'ensemble des éléments afin de maintenir l'exactitude des
9 calculs, d'où l'utilisation du facteur de conversion de 37,89 MJ/m³. Ainsi, le débit
10 contractuel de PdL présenté ci-dessus est de 1 196 10³m³/jour.

1 Outils de transport requis

2 Le total des approvisionnements requis pour l'année 2015 s'élève à 34 404 10³m³/jour et
3 des capacités additionnelles de 3 642 10³m³/jour sont requises.

4 Pour la période du 1^{er} novembre 2014 au 31 octobre 2015, Gaz Métro prévoit
5 contracter des capacités de transport de :

- 6 ➤ 290 10³m³/jour entre Empress et GMIT NDA de novembre 2014 à octobre 2015 sur
7 le marché primaire de TCPL ;
- 8 ➤ 3 048 10³m³/jour entre Empress et GMIT EDA de décembre 2014 à mars 2015 en
9 transport par échange sur le marché secondaire ; et
- 10 ➤ 304 10³m³/jour entre Empress et GMIT EDA de novembre 2014 à mars 2015 et entre
11 Empress et Dawn d'avril à octobre 2015 en transport par échange sur le marché
12 secondaire.

13 De plus, considérant la projection des besoins de la clientèle en achat direct, des achats
14 de transport entre Empress et GMIT EDA de 26 10³m³/jour au mois d'octobre et de
15 32 10³m³/jour au mois d'août seraient requis.

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

Tableau 35

	10 ³ m ³ /jour
Total approvisionnements avant achat	30 764
Achat de transport	+ 3 642
Total approvisionnements après achat	34 406
Journée de pointe 2015	34 404
Provision additionnelle	2
% du total des approvisionnements	0,01 %

17 L'achat de transport de 3 642 10³m³/jour s'explique par les variations suivantes :

Tableau 36

1	Élément	10³m³/jour
2	Variation des outils d'approvisionnement	767
3	Variation due à la méthode d'évaluation de la pointe	452
4	(en sus de la variation des besoins déjà contractée en 2014)	
5	Variation de la demande	<u>2 424</u>
6	Total de la variation	3 642

La variation des outils d'approvisionnement découle des éléments suivants :

- Utilisation du transport qui avait été identifié comme vente *a priori* à la Cause 2014 : + 264 10³m³/jour à la hausse ;
- Réduction des livraisons des clients ayant leur transport : – 628 10³m³/jour ;
- Fin d'un contrat de transport sur le marché secondaire : – 396 10³m³/jour ;
- Réduction du débit moyen de St-Flavien : – 7 10³m³.

La variation due à la méthode d'évaluation de la pointe en sus de la variation des besoins déjà comblée par les approvisionnements contractés à la Cause tarifaire 2014 est évaluée comme suit :

Tableau 37

	Cause tarifaire 2014			Cause tarifaire 2015			Variation
	Méthode actuelle ⁽¹⁾	Méthode proposée ⁽²⁾	Variation des outils	Méthode actuelle ⁽³⁾	Méthode proposée ⁽⁴⁾	Variation des outils	2015 vs 2014
	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour
Demande continue en journée de pointe	29 995	31 521		32 746	34 404		
Approvisionnement pour hiver extrême	30 324	30 689		32 360	32 781		
Total approvisionnement	30 324	31 531	1 206	32 746	34 404	1 658	452

Référence:

(1) R-3837-2013, B-0204, Gaz Métro-2, Document 18, Annexe 1, l. 25 à 27, c. 2

(2) R-3837-2013, B-0054, Gaz Métro-2, Document 1, section 9.1.6

(3) R-3879-2014, Gaz Métro-7, Document 1, Annexe 14, l. 29 à 31, c. 3

(4) R-3879-2014, Gaz Métro-7, Document 1, section 9.1.2

9.1.6. Stratégie d'approvisionnement et analyse de rentabilité

1 La présente section a pour but de présenter une analyse de rentabilité quant à la structure
2 d'approvisionnement qui a été définie pour la première année du plan.

3 L'annexe 13 présente un plan d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour la
4 première année du plan en fonction de la structure retenue pour l'année 2015 et un
5 scénario alternatif :

- 6 1. Achat de capacité de transport par échange entre Empress et GMIT EDA de
7 3 048 10³m³/jour du 1^{er} décembre 2014 au 31 mars 2015 (structure retenue au plan
8 d'approvisionnement 2015) ;
- 9 2. Achat de capacité de transport par échange entre Empress et GMIT EDA de
10 3 048 10³m³/jour du 1^{er} novembre 2014 au 30 septembre 2015 et vente de cette
11 capacité du 1^{er} avril au 30 septembre 2015.

12 Cette analyse consiste en une comparaison des plans d'approvisionnement sous chacun
13 des scénarios, accompagnée d'une comparaison des coûts de fourniture, compression,
14 transport et équilibrage de ces plans d'approvisionnement.

Impact sur le plan d'approvisionnement

15 La première partie de l'annexe 13 (lignes 1 à 26) reprend les grandes lignes de
16 présentation du plan d'approvisionnement, soit : la demande, les outils
17 d'approvisionnement et le débit quotidien d'approvisionnement requis.

Impact sur les coûts d'approvisionnement

18 La seconde partie de l'annexe 13 (lignes 27 à 39) présente une estimation des coûts de
19 ces plans d'approvisionnement. Pour quantifier ces coûts, les hypothèses suivantes ont
20 été utilisées :

- 21 • les prix saisonniers de fourniture présentés à la section 2.2 du présent document, ainsi
22 que les prix mensuels pour les achats à Dawn utilisés pour la projection des coûts
23 d'achats à Dawn, afin de quantifier la modulation différente des achats de fourniture
24 sur l'année ;
 - 25 • les tarifs applicables aux différents contrats de transport et entreposage présentés à
26 la section 8 ; et
- 27
28

- 1 • une évaluation auprès d'une tierce partie, des prix d'achat de capacités de transport
2 additionnelles et des prix de vente de capacités de transport.

3 Il est à noter que cette évaluation est sommaire et ne peut se comparer directement au
4 coût de service de la Cause tarifaire 2015 qui inclut des éléments additionnels à ceux
5 considérés dans la cadre de la préparation de l'annexe 13. L'analyse fait également
6 abstraction du prix des achats de fourniture entre les différents services de fourniture de
7 Gaz Métro et du client. Cette simplification n'a pas d'impact sur le résultat de l'analyse
8 puisque c'est la variation et non le niveau du coût global qui est pertinent.

9 La variation des coûts d'approvisionnement est de l'ordre de 40 M\$.

10 La structure d'approvisionnement qui a été retenue (achat de capacité de transport de
11 décembre 2014 au 31 mars 2015) amène des coûts totaux qui sont inférieurs par rapport
12 à un scénario où Gaz Métro aurait acheté une capacité de transport sur l'année et vendu
13 cette même capacité l'été.

9.1.7. Coefficient d'utilisation FTLH

14 Le coefficient d'utilisation du transport FTLH anticipé pour l'année 2014-2015 est
15 de 100 %.

9.1.8. Nombre maximum de jours d'interruption

16 Le tableau ci-dessous présente le nombre maximum de jours d'interruption pour
17 l'année 2014-2015 qui sera intégré à la section « Interruptions » du « Service de
18 distribution D₅ ; Interruptible » des *Conditions de service et Tarif*. Gaz Métro propose que
19 les changements suggérés soient en vigueur dès la réception d'une décision favorable de
20 la Régie (ou au 1^{er} octobre 2014 si une décision devait être rendue avant cette date). Sur
21 réception de cette approbation, Gaz Métro présenterait les pages spécifiques des
22 *Conditions de service et Tarif* pour approbation par la Régie avant leur publication.

Tableau 38

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption	
Palier D ₅	compris entre m ³ /jour	et m ³ /jour	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	24	20
5.6	10 000	30 000	30	20
5.7	30 000	100 000	33	30
5.8	100 000	300 000	34	30
5.9	300 000	et plus	42	30

1 L'évaluation du besoin de fixer un nombre maximum de jours d'interruption en cas
2 d'enjeux opérationnels différent du nombre présenté au Tableau 38 est traitée à la
3 pièce Gaz-Métro-6, Document 3.

9.2. Plan d'approvisionnement 2015-2018 – scénarios de base, favorable et défavorable

9.2.1. Fourniture de gaz naturel

4 Gaz Métro prévoit acheter directement à Dawn des volumes similaires de gaz naturel pour
5 les années 2015 et 2016 et un niveau inférieur pour les années 2017 et 2018. Ces valeurs
6 sont présentées à l'annexe 6, ligne 18 pour les achats du distributeur, ligne 19 pour les
7 achats des clients.

8 Les années 2017 et 2018 se différencient de 2015 et 2016 par le déplacement des achats
9 de gaz naturel des clients en achat direct à Dawn à compter du 1^{er} novembre 2016.

10 À des fins d'illustration, la totalité des volumes pour cette clientèle a été considérée livrée
11 à Dawn. Étant donné que Gaz Métro détient tout de même des contrats d'Empress à son
12 territoire, l'hypothèse qu'elle effectuera des achats à Empress pour combler ces capacités
13 a été utilisée. Dans les faits, pour une période transitoire, une certaine quantité de gaz
14 naturel devrait être livrée à Empress par les clients en achat direct ayant des contrats de
15 fourniture au-delà du 1^{er} novembre 2016. À terme, tous les clients en achat direct livreront
16 leur gaz naturel à Dawn ; les capacités de transport détenues entre Empress et le territoire

1 de Gaz Métro seront alors comblées par des achats de fourniture de gaz naturel du
2 distributeur.

9.2.2. Transport

3 Les outils déjà contractés ne permettent pas de répondre à la demande globale de gaz
4 naturel des scénarios de base. Aux lignes 32 à 49 de l'annexe 6, les débits quotidiens
5 envisagés pour les segments de transport qui composent le plan d'approvisionnement de
6 Gaz Métro pour la période concernée sont détaillés. Les capacités additionnelles de
7 transport requises sont indiquées à la ligne 46. Une vente de capacité de transport sur la
8 période de l'été a été intégrée à l'année 2017, présentée en FTLH non utilisé, à la ligne 15.
9 Conformément à la stratégie décrite à la section 7.2, le tableau suivant présente le détail
10 des actions projetées au plan 2015-2018.

Tableau 39

	2015 10 ³ m ³ /jour	2016 10 ³ m ³ /jour	2017 10 ³ m ³ /jour	2018 10 ³ m ³ /jour
ACTIONS CONFIRMÉES À TCPL				
FTLH décontracté				
1		-77	-63	
2			-2 169	
3		-77	-2 233	
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
ACTIONS PROJETÉES AU PLAN				
FTLH à décontracter				
4				-655
Achat transport (FTLH & FTSH)				
5	290	394	53	53
6	304			
7		1 821		
8	3 048	2 982	2 824	
FTSH Parkway-GMIT EDA + M12				
9			1 029	1 029
10			515	515
11				3 745
12	3 642	5 197	4 421	4 687

9.2.3. Équilibrage

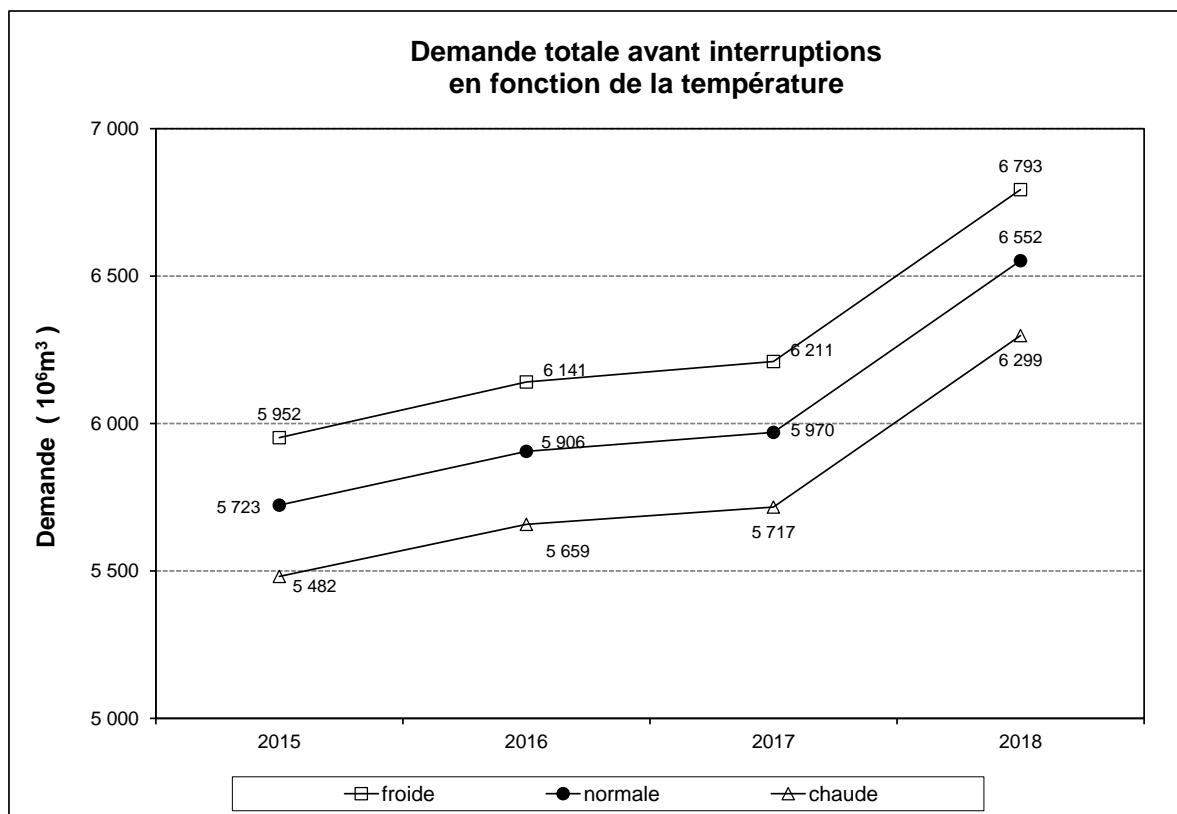
1 Gaz Métro prévoit maintenir sa capacité d'entreposage sur l'horizon du plan
2 d'approvisionnement. Le détail des volumes éventuellement entreposés par Gaz Métro
3 pour les périodes concernées se retrouve à l'annexe 6, lignes 24 à 28.

4 Le volume utile de l'usine LSR pour la clientèle réglementée est indiqué à la ligne 24.

9.3. Impact de la température

5 Afin d'évaluer l'impact potentiel de la température, Gaz Métro utilise l'écart annuel total
6 maximal bas et haut observé entre les degrés-jours réels réchauffés depuis octobre 1970 et
7 les degrés-jours normaux pour l'année tarifaire 2015, évalués en base 13. Ces écarts sont
8 de -14,7 % pour une année chaude et +14,0 % pour une année froide. Les variations
9 potentielles de demande engendrées par ces écarts de température sont illustrées au
10 graphique suivant :

Graphique 19



1 Les impacts de ces variations sur les structures d'approvisionnement des scénarios de base
2 pour les quatre années du plan sont exposés à l'annexe 7. La majorité des variations de la
3 demande dues à la température se répercute par une variation des interruptions et des achats
4 à Dawn résultant de la modulation de la demande.

9.4. Scénario favorable

5 L'annexe 8 présente le plan d'approvisionnement sur un horizon de trois ans dans le cas où
6 les livraisons globales de gaz naturel se situeraient au niveau du scénario favorable présenté
7 à la section 5.2.

8 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, des achats de capacité de transport
9 seraient requis (ligne 46 du document). Une vente de capacité de transport sur la période de
10 l'été a été intégrée à l'année 2017, présentée en FTLH non utilisé, à la ligne 15.

9.5. Scénario défavorable

11 L'annexe 9 présente le plan d'approvisionnement dans le cas où les livraisons globales de
12 gaz naturel se situeraient au niveau du scénario défavorable présenté à la section 5.3.

13 Pour les années 2015 et 2016 du plan d'approvisionnement, l'impact d'un scénario
14 défavorable se mesure par une réduction des achats de transport entre Empress et
15 GMIT EDA. Pour les années 2017 et 2018, des ventes de capacités de transport seraient
16 requises (ligne 46 de l'annexe 9). À des fins d'illustration, des ventes sur la période de
17 décembre à mars ont été considérées

9.6. Risque découlant des différentes sources d'approvisionnement

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

24 La liquidité des marchés fait en sorte qu'il est presque toujours possible de trouver du gaz de
25 remplacement. Le prix auquel le gaz de remplacement serait disponible dans le marché peut

1 cependant être influencé par la liquidité des sources d’approvisionnement au moment de
2 l’achat.

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

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

7 **9.7. Plan d’approvisionnement 2015-2018 selon la méthode actuelle d’évaluation de la**
8 **journée de pointe et de l’hiver extrême**

9 Dans la décision D-2014-078, la Régie demandait

10 « [82] (...) **au distributeur de présenter un scénario d’approvisionnement**
11 **utilisant le modèle actuel de prévision de la journée de pointe.** »

12 L’annexe 14 présente les plans de base des quatre années visées par le plan
13 d’approvisionnement.

10. REPORT DU DÉPLACEMENT DE LA STRUCTURE D’APPROVISIONNEMENT À DAWN

14 Comme mentionné précédemment, le processus d’approbation de l’Entente devant l’ONÉ
15 entraînera un report du déplacement de la structure d’approvisionnement à Dawn au-delà du
16 1^{er} novembre 2015. La présente section couvre les impacts d’un tel report sur les modalités déjà
17 présentées et approuvées par la Régie relatives au déplacement des livraisons de la clientèle AD
18 et de la clientèle à prix fixe.

19 **10.1. Déplacement de la structure d’approvisionnement**

20 Le report du déplacement de la structure d’approvisionnement à Dawn ne sera pas
21 nécessairement d’une année complète. La durée du report sera essentiellement fonction du
22 temps requis par TCPL pour rendre disponible de nouvelles capacités. Lorsque celles-ci
23 seront disponibles, le déplacement, autorisé par la Régie, sera alors réalisé. Les impacts d’un
24 déplacement en cours d’année sont décrits ci-dessous. À titre d’exemple, supposons que les
25 nouvelles capacités entre Dawn et le territoire de Gaz Métro deviennent disponibles au
26 1^{er} avril 2016. Les impacts sur le plan d’approvisionnement seraient les suivants :

- 1 • la structure tarifaire établie à la Cause tarifaire 2016 serait fonction d'une structure
2 d'approvisionnement à Empress (point de livraison des clients AD). Le prix de
3 fourniture de Gaz Métro serait fonctionnalisé à Empress et le tarif de transport
4 reflèterait le tronçon Empress et GMIT ;
- 5 • les capacités de transport qui venaient à échéance au 31 octobre 2015 et qui seraient
6 prolongées au-delà du 1^{er} novembre 2015 (lignes 1, 2 et 5 de l'annexe 4, page 1) pour
7 un maximum d'un an prendraient fin le 31 mars 2016 ;
- 8 • les nouvelles capacités de transport reliant Dawn et le territoire de Gaz Métro seraient
9 totalement effectives à compter du 1^{er} avril 2016 ;
- 10 • les clients AD continueraient à livrer le gaz naturel à Empress ;
- 11 • des transactions d'échange entre Empress et Dawn seraient contractées afin de
12 transporter les quantités de gaz naturel livrées à Empress excédentaires aux
13 capacités de transport Empress-GMI détenues.

14 La variation des coûts résultant de la structure d'approvisionnement effective pour
15 l'exercice 2016 comparativement à ceux projetés à la Cause sera traitée dans les résultats
16 de fin d'exercice 2016. Il n'y a donc pas de traitement spécifique à mettre en place si le
17 déplacement de la structure d'approvisionnement était reporté de moins de 12 mois.

18 **10.2.Déplacement des livraisons des clients en achat direct (AD) et à prix fixe**

19 La date effective du déplacement de la structure d'approvisionnement ne pouvant être établie
20 avec certitude, Gaz Métro propose de reporter le déplacement des livraisons des clients AD
21 au 1^{er} novembre 2016.

22 Gaz Métro a analysé la possibilité de maintenir le déplacement de cette clientèle en novembre
23 2015. Toutefois, les capacités de transport reliant Dawn au territoire de Gaz Métro ne sont
24 pas suffisantes pour permettre ce scénario. Gaz Métro aurait à rediriger certains volumes de
25 gaz naturel vers Empress et utiliser le transport FTLH pour finalement les amener dans le
26 territoire. Sous une telle structure, le transport FTLH serait utilisé pour équilibrer la demande.
27 En conséquence, des capacités de transport seraient non utilisées engendrant des coûts
28 échoués, tant que la structure ne serait pas déplacée vers Dawn. Gaz Métro n'a donc pas
29 retenu cette alternative.

30 Toutefois, Gaz Métro propose de maintenir le déplacement des livraisons des clients à prix
31 fixe au 1^{er} novembre 2015.

1 Les raisons suivantes motivent cette proposition :

- 2 • près de 20% des clients à prix fixe ont déjà signé une entente qui prévoit une livraison
3 du gaz naturel à Dawn à compter du 1^{er} novembre 2015. Le prix fixé prend également
4 en compte qu'il n'y a pas de gaz de compression à fournir ;
- 5 • un changement dans la chaîne d'acquisition de cette clientèle entraînerait une
6 complexité administrative importante pour les fournisseurs qui ont déjà intégré le
7 transfert de point de livraison dans leur contrat et leur gestion. Cela signifierait pour
8 eux de revenir en arrière (établir des contrats avec un point de livraison à Empress) et
9 par la suite de remettre en place le processus pour le 1^{er} novembre 2016 (établir des
10 contrats avec un point de livraison à Dawn) ;
- 11 • Gaz Métro détient suffisamment de capacité de transport entre Dawn et GMIT pour
12 gérer le volume quotidien de la clientèle à prix fixe qui serait livré à Dawn à compter
13 du 1^{er} novembre 2015, sans entraîner de contrainte opérationnelle.

14 Gaz Métro juge qu'à des fins de simplification, il est préférable de maintenir le déplacement
15 du point de livraison de la clientèle à prix fixe au 1^{er} novembre 2015 et de n'apporter aucun
16 changement au processus déjà mis en place.

17 **Gestion des cas d'exception**

18 Depuis près d'un an, les clients AD ont été avisés que les livraisons de gaz naturel devront
19 être effectuées à Dawn à compter du 1^{er} novembre 2015. L'information a d'ailleurs été
20 officialisée dans les *Conditions de service et Tarif au 1^{er} juin 2014*.

21 Certains clients ont peut-être déjà contracté des ententes avec leurs fournisseurs de service.
22 Gaz Métro ne connaît pas le nombre de clients dans cette situation, ni le volume quotidien
23 impliqué. Toutefois, Gaz Métro est d'avis qu'il devrait y avoir peu de clients dans cette
24 situation, les contrats d'achat de gaz naturel étant principalement négociés pour des périodes
25 de 12 mois. Considérant les capacités qu'elle détient entre Dawn et le territoire, Gaz Métro
26 croit qu'elle pourra gérer ces volumes sans entraîner de contrainte opérationnelle.

27 Gaz Métro demandera toutefois aux clients dans cette situation de prouver, document à
28 l'appui, que leur contrat a été conclu avant la date d'entrée en vigueur des modifications aux
29 *Conditions de service et Tarif* présentées dans la présente section. À ce sujet, Gaz Métro
30 demandera à la Régie d'ordonner une entrée en vigueur de ces modifications à la date de
31 dépôt du présent plan afin d'éviter que des clients profitent de l'annonce du report du

1 déplacement vers Dawn avant que la Régie n'approuve les modifications proposées aux
2 *Conditions de service et Tarif*.

3 **10.3. Service de compression**

4 À la Cause tarifaire 2014, Gaz Métro avait proposé l'abolition du service de compression et
5 l'intégration des coûts liés à ce service au service de transport et ce, simultanément avec
6 le déplacement des livraisons des clients AD et à prix fixe à Dawn, soit au 1^{er} novembre 2015.
7 La Régie a d'ailleurs approuvé cette position dans sa décision D-2014-064.

8 Gaz Métro propose de maintenir l'abolition du service de compression au 1^{er} novembre 2015
9 et de considérer les coûts de ce service au service de transport. À cet effet, le crédit de
10 compression applicable aux clients à prix fixe livrant à Empress après le 1^{er} novembre 2015,
11 comme proposé à la Cause tarifaire 2014 et approuvé par la Régie dans la décision
12 D-2014-064, demeure. Ce crédit est requis étant donné que le coût du service de compression
13 est implicite dans le prix fixe convenu à leur contrat.

14 Comme mentionné précédemment, certains clients à prix fixe ont déjà conclu une entente
15 pour une période allant au-delà du 1^{er} novembre 2015. Certains clients AD peuvent également
16 être dans la même situation. Ces contrats excluent donc l'obligation de fournir le gaz de
17 compression à Dawn, soit dans l'établissement du prix fixe ou du volume journalier
18 contractuel.

19 Le report de l'abolition du service de compression entraînerait l'application de frais de
20 compression, équivalents au ratio de TCPL pour le tronçon Empress-GMI EDA, aux clients
21 livrant à Dawn puisque leur livraison exclut la compression. Ces frais seraient applicables
22 jusqu'au 1^{er} novembre 2016, date de déplacement des livraisons des autres clients AD. Ainsi,
23 un développement informatique serait tout de même requis pour neutraliser la situation.

24 D'autre part, si le service de compression n'était pas aboli au 1^{er} novembre 2015, Gaz Métro
25 se retrouverait avec du gaz de compression en surplus, de la date du déplacement de la
26 structure d'approvisionnement (par exemple avril 2016) jusqu'au 31 octobre 2016. Ce gaz
27 serait alors transporté vers Dawn, engendrant des coûts additionnels pour la clientèle pour
28 du gaz naturel non requis, les ratios de compression entre Dawn et le territoire de Gaz Métro
29 étant moindres.

1 Lors de la communication de l'abolition du service aux fournisseurs, ces derniers ont approuvé
2 cette abolition, car la gestion de la compression, incluant sa détermination mensuelle, amène
3 une lourdeur administrative.

4 En soi, l'abolition du service de compression n'est pas directement reliée au déplacement à
5 Dawn et peut être appliquée dès le 1^{er} novembre 2015, tel que déjà communiqué aux clients
6 et aux fournisseurs.

7 Ces raisons militent pour le maintien de l'abolition du service de compression au 1^{er} novembre
8 2015.

9 **10.4.Modalités de transition pour le déplacement des livraisons des clients en achat**
10 **direct (AD) et à prix fixe à Dawn**

11 Considérant que le déplacement à Dawn était prévu le 1^{er} novembre 2015, des modalités
12 particulières ont été intégrées aux *Conditions de service et Tarif du 1^{er} juin 2014*, relatives aux
13 « frais de livraison à Empress » qui devaient être facturés aux clients AD et à prix fixe
14 effectuant les livraisons à Empress après le 1^{er} novembre 2015.

15 Ces modalités demeurent. Toutefois, la date du 1^{er} novembre 2015 doit être remplacée par le
16 1^{er} novembre 2016.

17 De plus, considérant le fait que certains clients à prix fixe (et AD potentiellement) livreront le
18 gaz naturel à Dawn à compter du 1^{er} novembre 2015, un « crédit de livraison à Dawn » doit
19 être appliqué.

20 En effet, ces clients, paieront un prix de fourniture à Dawn supérieur aux prix applicables aux
21 autres clients (AD ou service de fourniture du distributeur), ces derniers payant un prix
22 déterminé à Empress, tout en étant assujettis au même prix de transport. Cette situation crée
23 une iniquité entre les clients qui doit alors être redressée par le « crédit de livraison à Dawn ».

24 Il s'agit d'une approche similaire aux « frais de livraison à Empress », mais inversée
25 puisqu'elle s'appliquerait à partir de Dawn. Ainsi la méthodologie qui avait été proposée à la
26 Cause tarifaire 2014 et approuvée par la Régie dans la décision D-2014-064 serait appliquée,
27 soit :

- 1 • l'établissement de la valeur « marché » en utilisant les « Futures » du marché financier
2 pour les points Empress et Dawn établis avec les hypothèses énergétiques utilisées
3 dans le cadre de la cause tarifaire ;
4 • le crédit serait égal à la différence entre la valeur « marché » à Dawn et la valeur
5 « marché » à Empress.

6 **10.5.Communication**

7 Dans les jours qui suivront le dépôt de la présente preuve, Gaz Métro communiquera avec
8 les fournisseurs pour les aviser du report du déplacement des livraisons à Dawn au
9 1^{er} novembre 2016 pour les clients en achat direct, mais du maintien du déplacement au
10 1^{er} novembre 2015 pour ce qui est de la clientèle à prix fixe.

11 Gaz Métro effectuera également une communication aux clients en achat direct au cours de
12 l'été.

13 Si la Régie refuse la proposition de Gaz Métro de maintenir le déplacement des livraisons à
14 Dawn au 1^{er} novembre 2015 pour les clients à prix fixe, Gaz Métro communiquera alors avec
15 les fournisseurs pour les informer des nouvelles directives. Considérant les délais
16 administratifs reliés à ces contrats, une période de trois mois suivant la décision de la Régie
17 serait accordée aux fournisseurs pour leur permettre d'adapter leur système administratif.

18 **10.6.Modifications aux Conditions de service et Tarif**

19 Dans sa décision D-2014-064, la Régie a accepté l'ajout de deux dispositions transitoires
20 (articles 18.2.6 et 18.2.7 des *Conditions de service et Tarif au 1^{er} juin 2014*). Ces dispositions
21 mentionnent que les clients en service de fourniture ou assujettis à une entente de fourniture
22 à prix fixe doivent prévoir que la livraison du gaz naturel sera effectuée :

- 23 • au point Empress jusqu'au 31 octobre 2015 ;
24 • au point Union-Dawn à compter du 1^{er} novembre 2015.

25 Tel qu'il a été mentionné, Gaz Métro doit reporter le déplacement de sa structure
26 d'approvisionnement. Les articles 18.2.6 et 18.2.7 ne sont donc plus adéquats et doivent être
27 modifiés afin de tenir compte des éléments mentionnés aux sections précédentes.

1 **18.2.6 ENTENTE DE FOURNITURE À PRIX FIXE APPROVISIONNÉE PAR UN**
2 **FOURNISSEUR SPÉCIFIQUE**

3 ~~À compter du 1^{er} septembre 2013,~~ Le client qui désire convenir d'une nouvelle entente ou
4 renouveler une entente de fourniture à prix fixe approvisionnée par un fournisseur spécifique
5 (entente de fourniture à prix fixe) doit prévoir que la livraison du gaz naturel est effectuée au point
6 Empress jusqu'au 31 octobre 2015 et au point Union-Dawn à compter du 1^{er} novembre 2015.

7 Le client engagé dans une entente de fourniture à prix fixe dont le point de livraison convenu est
8 Union-Dawn au-delà du 31 octobre 2015 se verra octroyer le « crédit de livraison à Dawn » pour
9 chaque m³ de volume retiré à compter du 1^{er} novembre 2015. La valeur du crédit de livraison sera
10 établie dans les Conditions de service et Tarif en vigueur au 1^{er} octobre 2015.

11 Le client déjà engagé dans une entente de fourniture à prix fixe dont le point de livraison convenu
12 demeure Empress au-delà du 31 octobre 2015 se verra octroyer un crédit mensuel de
13 compression pour chaque m³ de volume retiré à compter du 1^{er} novembre 2015. La valeur du
14 crédit de compression sera établie dans les Conditions de service et Tarif en vigueur au
15 1^{er} octobre 2015.

16 Le client déjà engagé dans une entente de fourniture à prix fixe dont le point de livraison convenu
17 demeure Empress ~~après le~~ au-delà du 31 octobre 2015~~2016~~ sera assujéti aux « frais de livraison
18 à Empress » pour chaque m³ de volume retiré à compter du 1^{er} novembre ~~2015~~2016. La valeur
19 des ~~« frais de livraison à Empress »~~ sera établie dans les Conditions de service et Tarif en vigueur
20 au 1^{er} octobre ~~2015~~2016.

21 **18.2.7 SERVICE DE FOURNITURE FOURNI PAR LE CLIENT**

22 Le client en service de fourniture, avec ou sans transfert de propriété, qui utilise le service de
23 transport du distributeur et qui désire convenir ou renouveler un engagement de fourniture doit
24 prévoir que la livraison du gaz naturel est effectuée au point Empress jusqu'au
25 31 octobre ~~2015~~2016 et au point Union-Dawn à compter du 1^{er} novembre ~~2015~~2016.

26 Le client en service de fourniture, avec ou sans transfert de propriété, qui utilise le service de
27 transport du distributeur, déjà engagé dans un contrat de fourniture avec une tierce partie, dont
28 le point de livraison convenu est Union-Dawn au-delà du 31 octobre 2015, se verra octroyer le
29 « crédit de livraison à Dawn » pour chaque m³ de volume retiré à compter du 1^{er} novembre 2015.
30 La valeur du crédit de livraison sera établie dans les Conditions de service et Tarif en vigueur au
31 1^{er} octobre 2015.

1 *Le client en service de fourniture, avec ou sans transfert de propriété, qui utilise le service de*
2 *transport du distributeur, déjà engagé dans un contrat de fourniture avec une tierce partie, dont*
3 *le point de livraison convenu demeure Empress au-delà du 31 octobre 2015*2016*, sera assujéti*
4 *aux « frais de livraison à Empress » pour chaque m³ de volume retiré à compter du*
5 *1^{er} novembre 2015*2016*. La valeur des frais de livraison sera établie dans les Conditions de*
6 *service et Tarif en vigueur au 1^{er} octobre 2015*2016*.*

7 Dans la mesure où le libellé actuel des dispositions transitoires 18.2.6 et 18.2.7 n'est plus
8 adéquat et puisque Gaz Métro communiquera dans les jours à venir avec les fournisseurs
9 afin de les aviser du report du déplacement des livraisons à Dawn, Gaz Métro demande à la
10 Régie de traiter en priorité des éléments abordés à section 10 et de rendre une décision rapide
11 sur la modification des dispositions transitoires avec une date d'entrée en vigueur coïncidant
12 avec la date de dépôt du présent plan d'approvisionnement. Dès la réception d'une décision
13 favorable de la Régie, Gaz Métro présenterait les pages spécifiques des *Conditions de service*
14 *et Tarif* pour approbation par la Régie avant leur publication.

11. REVENUS D'OPTIMISATION PRÉVUS

15 Il y a deux types de revenus d'optimisation, ceux résultant de transactions opérationnelles
16 prévues au plan d'approvisionnement et ceux résultant de transactions financières potentielles.
17 Les deux types de transactions sont présentés distinctement dans cette section.

11.1. Transactions opérationnelles

19 Dans l'établissement de la cause tarifaire, Gaz Métro peut se retrouver avec des capacités
20 excédentaires de transport. Afin de distinguer les types de transactions opérationnelles
21 requises au plan d'approvisionnement, les termes suivants sont définis :

22 Vente a priori : Vente de capacité de transport requise au plan d'approvisionnement afin de
23 ne pas détenir de capacité de transport excédentaire à la demande continue
24 en journée de pointe et à la provision additionnelle définie pour répondre à
25 la demande saisonnière en hiver extrême. Les ventes peuvent être reliées
26 au transport FTLH ou FTSH. Ces ventes seront normalement réalisées avant
27 le début de l'année financière ou au plus tard avant le début de l'hiver.

1 Vente FTLH non utilisée : Vente de transport FTLH durant la période de l'été résultant
2 d'excédents de capacité une fois la demande annuelle et les besoins
3 d'injection aux sites d'entreposage rencontrés. De façon générale,
4 Gaz Métro attend la fin de la saison d'hiver pour vendre, le cas échéant, le
5 transport excédentaire.

6 Les revenus d'optimisation résultant des différentes transactions opérationnelles prévues à la
7 Cause tarifaire 2015 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous.

8 **11.1.1. Vente de transport FTLH a priori**

9 Aucune capacité de transport n'est à vendre sous cette catégorie.

10 **11.1.2. Vente de transport FTLH non utilisé**

11 Aucune capacité de transport n'est à vendre sous cette catégorie.

12 **11.2. Transactions financières**

13 Chaque année, des opportunités de marché se présentent en fonction des divers contrats de
14 transport dont dispose Gaz Métro et des tronçons sur lesquels ces contrats portent. Lorsque
15 possible, Gaz Métro saisit ces opportunités dans la mesure où elle est tenue
16 opérationnellement indemne.

17 Les revenus d'optimisation pour les transactions financières qui ont déjà été concrétisées et
18 dont les revenus générés sont fixes sont intégrés à la Cause tarifaire. Au moment du dépôt
19 de la phase 2 de la Cause tarifaire 2015, une transaction de cession d'optimisation était
20 réalisée générant des revenus fixes pour le mois d'octobre 2014 de 11 625 \$. Ces revenus
21 sont appliqués en réduction des coûts de transport, la transaction étant reliée à l'utilisation de
22 cet outil.

CONCLUSION

23 Gaz Métro a présenté son plan d'approvisionnement, couvrant les années 2015 à 2018
24 conformément au *Règlement* et à la décision D-2014-003. Elle a établi sa structure
25 d'approvisionnement pour répondre à la demande prévue sur l'horizon du plan et assurer la

1 sécurité d'approvisionnement, tout en veillant à ce que le coût d'utilisation du gaz naturel soit le
2 plus bas possible pour la clientèle.

3 Le plan d'approvisionnement est établi en fonction de la méthode proposée d'évaluation de la
4 demande continue en journée de pointe qui tient compte de l'impact des conditions climatiques
5 sur les consommations de la clientèle aux tarifs D₃ et D₄.

6 Étant donné l'augmentation des besoins d'approvisionnement et du contexte gazier qui indique
7 une disponibilité limitée de capacités de transport vers son territoire, Gaz Métro visera à sécuriser
8 ses besoins avant le début de l'année financière 2015. Gaz Métro désire toutefois que la Régie
9 approuve le présent plan d'approvisionnement afin de mitiger les risques évoqués par elle dans
10 sa décision D-2014-078 relatifs à l'achat de capacités préalablement à son approbation.
11 Cependant, en fonction de l'évolution de la disponibilité de capacités additionnelles sur les
12 marchés primaire et secondaire, il est possible que Gaz Métro acquière des capacités
13 additionnelles avant que la Régie n'ait donné son approbation, et ce, comme par le passé.

14 Pour l'approvisionnement des années subséquentes, Gaz Métro poursuivra ses discussions avec
15 TCPL et toute autre partie prenante afin d'identifier des pistes de solution quant aux
16 problématiques liées au développement de capacité dans l'est du Canada et analysera les
17 options réglementaires et légales pour assurer la sécurité d'approvisionnement de sa clientèle.

18 Gaz Métro juge que le rapprochement de l'approvisionnement gazier près de son territoire
19 demeure un objectif important.

20 **Gaz Métro demande à la Régie d'approuver son plan d'approvisionnement pour les**
21 **années 2015-2018 dont notamment :**

- 22 • **la demande projetée ;**
- 23 • **les caractéristiques des contrats de transport qu'elle entend conclure afin de répondre**
24 **à la demande projetée sur l'horizon de son plan d'approvisionnement, dont notamment**
25 **les caractéristiques des contrats de transport pour l'année 2018 qui découleraient de**
26 **la demande de Gaz Métro à TCPL et Union de construire des capacités additionnelles**
27 **en provenance de Dawn ;**
- 28 • **la prolongation de la méthode actuelle de fonctionnalisation des achats à Dawn, décrite**
29 **à la section 8.1, jusqu'au 1^{er} novembre 2016 ;**

- 1 • les changements suggérés au nombre maximum de jours d'interruption pour l'année
2 2014-2015. Gaz Métro demande que ces changements soient en vigueur dès la
3 réception d'une décision favorable de la Régie (ou au 1^{er} octobre 2014 si une décision
4 devrait être rendue avant cette date) ;
- 5 • le report du déplacement des livraisons des clients en achat direct au 1^{er} novembre
6 2016 ;
- 7 • le maintien du déplacement des livraisons des clients à prix fixe au 1^{er} novembre 2015 ;
- 8 • le maintien de l'abolition du service de compression au 1^{er} novembre 2015 ;
- 9 • l'application d'un « crédit de livraison à Dawn » pour les clients en achat direct et à prix
10 fixe livrant leur gaz naturel à Dawn à partir du 1^{er} novembre 2015 ; et
- 11 • les modifications aux *Conditions de service et Tarif* décrites à la section 10 avec une
12 entrée en vigueur en date du dépôt du présent plan d'approvisionnement.

ANNEXES

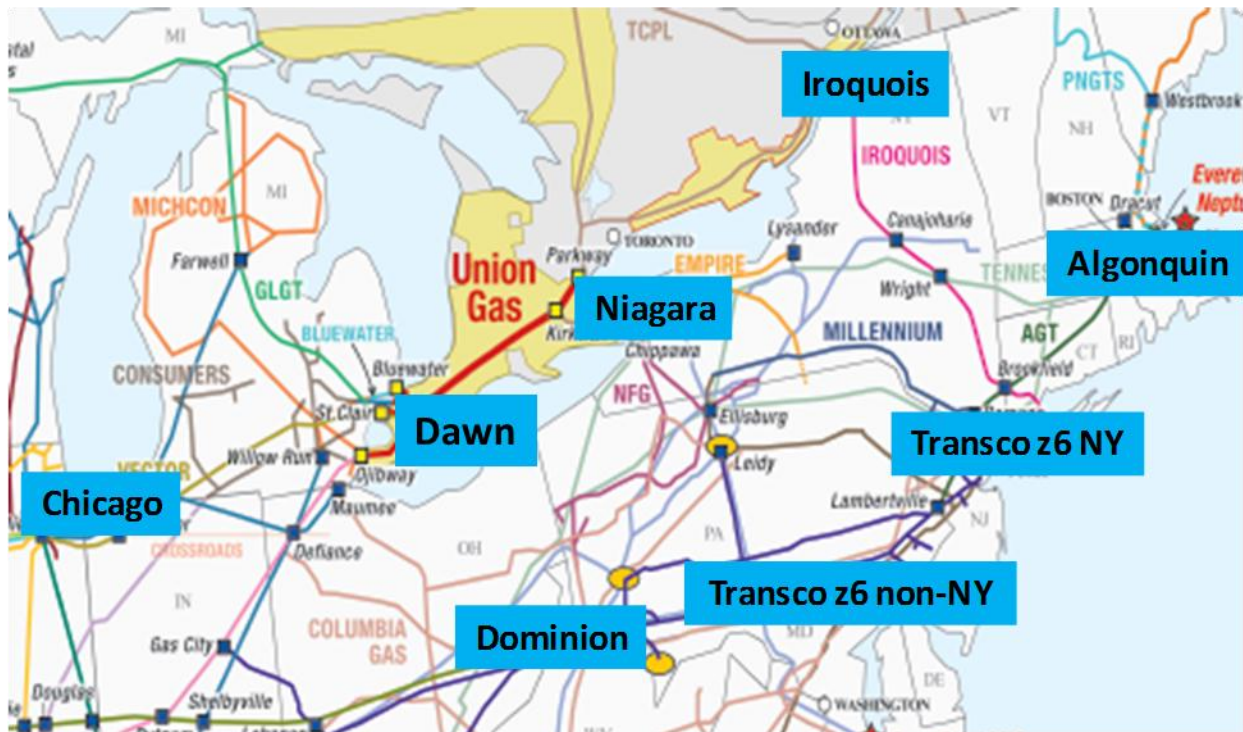
- Annexe 1 : Prix régionaux
- Annexe 2 : Contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz nature
Achats de fourniture de gaz naturel projetés – Année 2014-2015
- Annexe 3 : Contrats d'approvisionnement existants - Transport
- Annexe 4 : Contrats d'approvisionnement existants - Entreposage
- Annexe 5 : Demande et sources d'approvisionnement - Année 2014-2015
- Annexe 6 : Plan d'approvisionnement 2015-2018
- Annexe 7 : Plan d'approvisionnement 2015-2018 – Impact potentiel de température
- Annexe 8 : Plan d'approvisionnement 2015-2018 – Scénario favorable
- Annexe 9 : Plan d'approvisionnement 2015-2018 – Scénario défavorable
- Annexe 10 : Évolution de la demande projetée en journée de pointe de la Cause tarifaire 2014
à la Cause tarifaire 2015

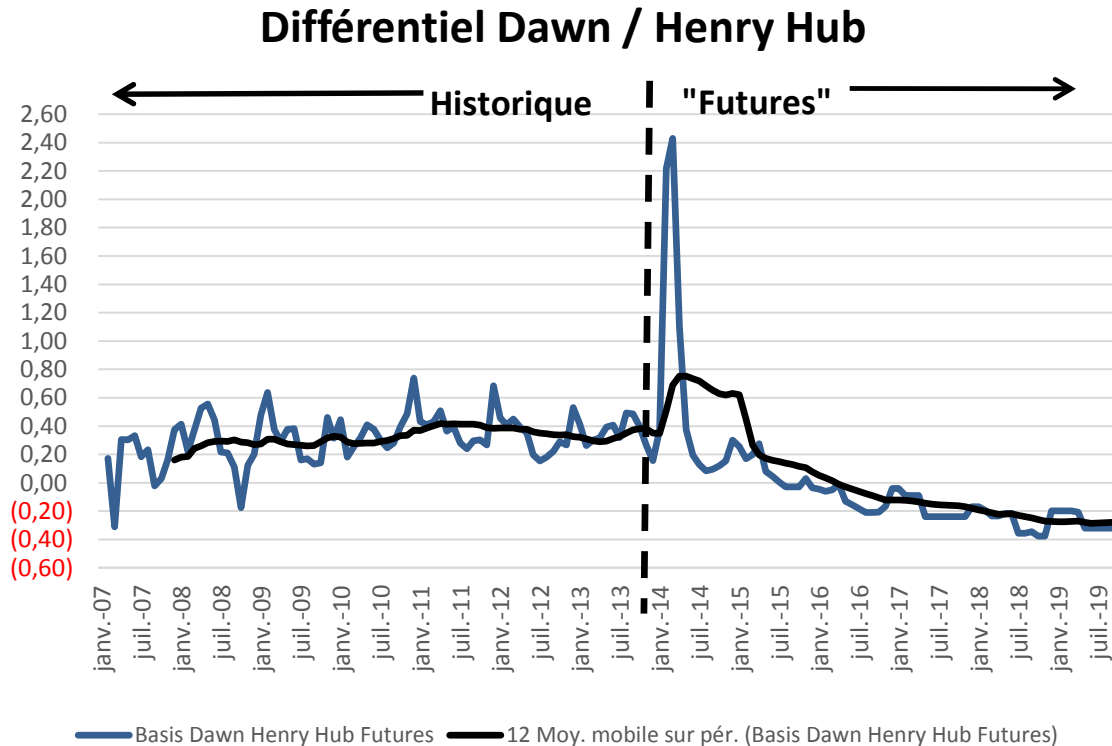
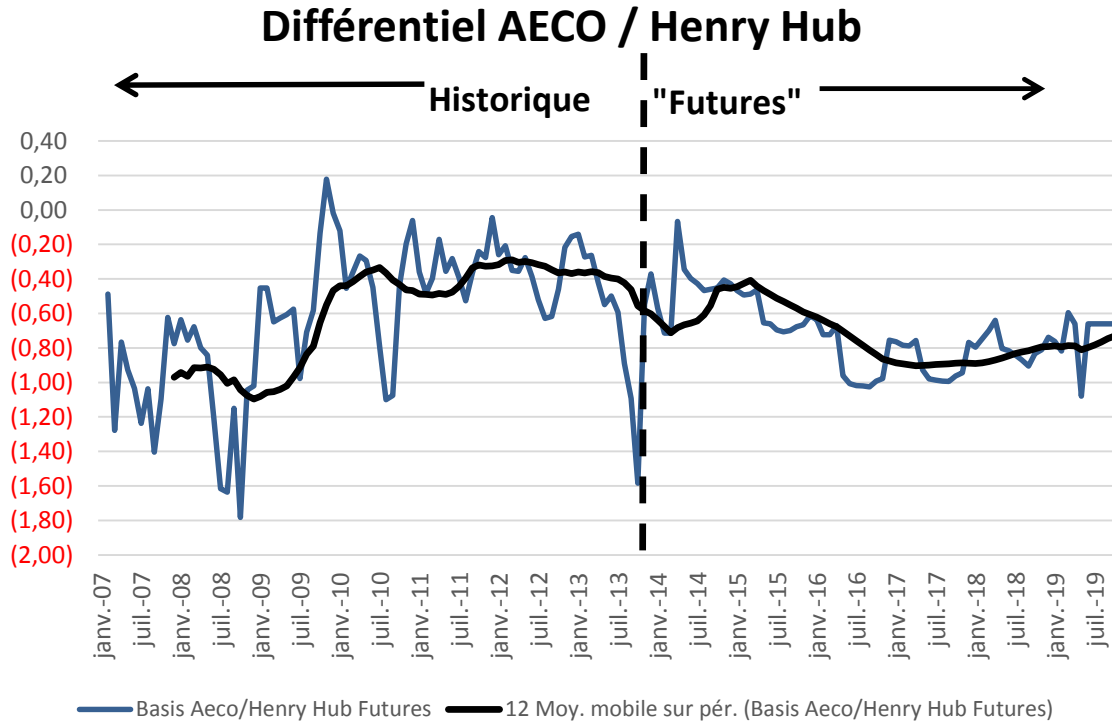
Évolution des besoins de l'hiver extrême de la Cause tarifaire 2014 à la Cause
tarifaire 2015
- Annexe 11 : Comparaison des prévisions des ventes annuelles avec les données réelles

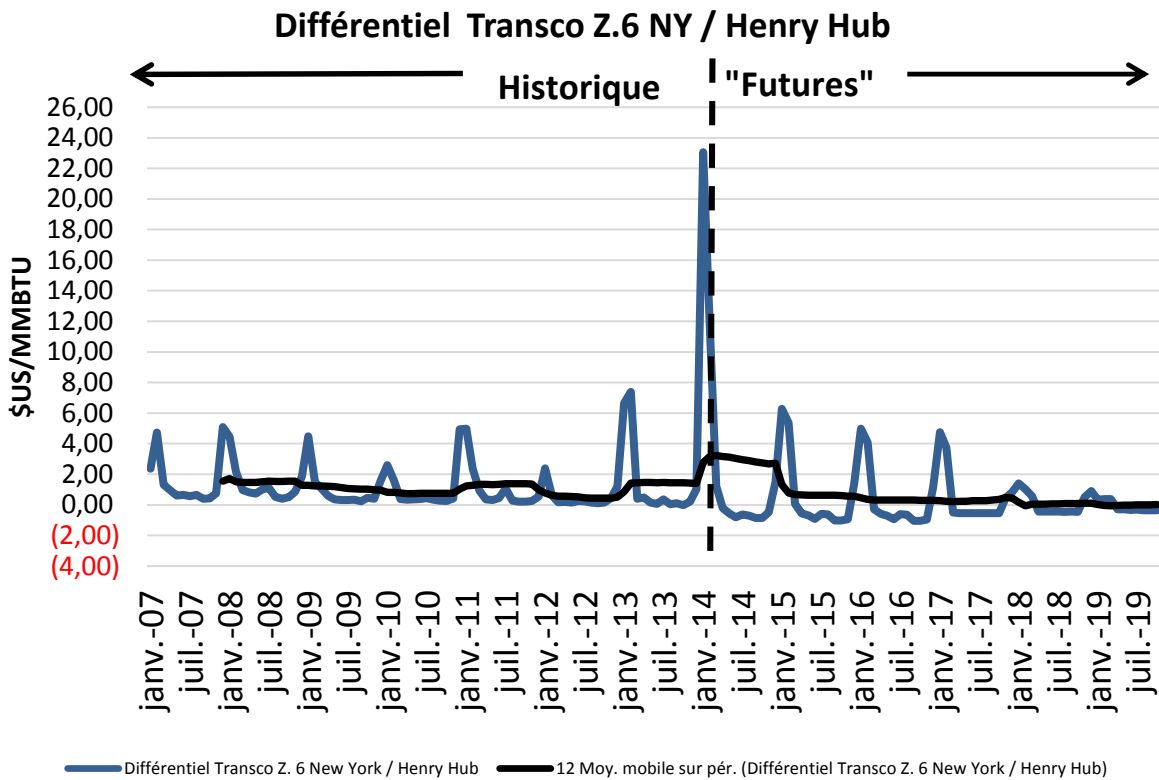
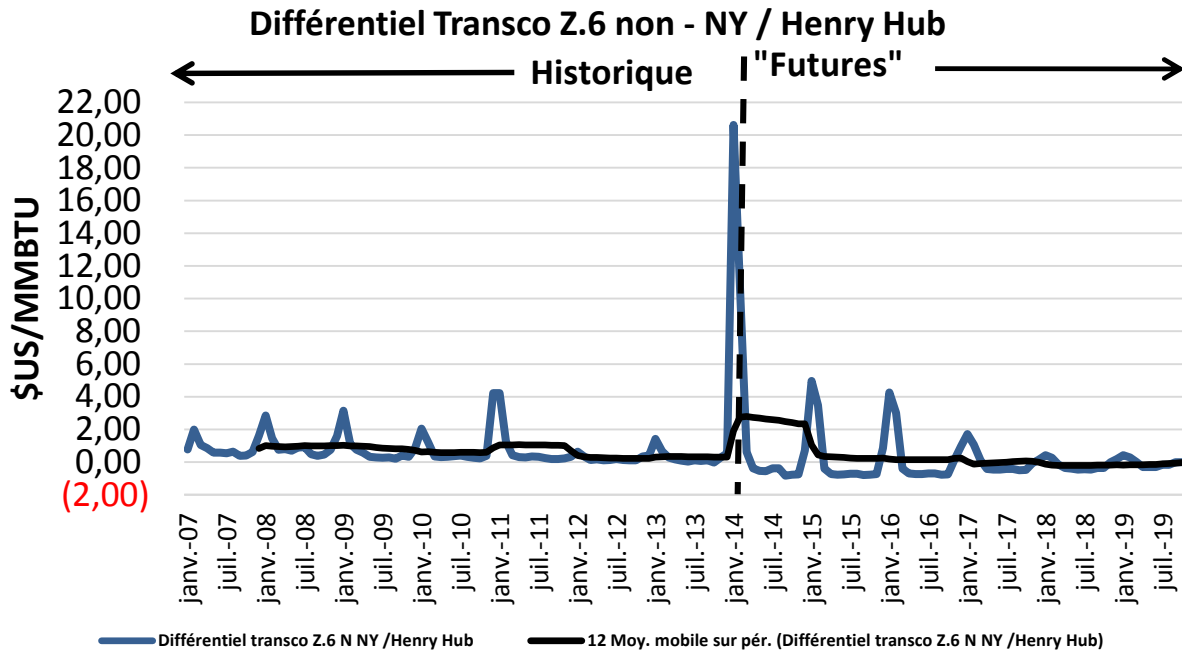
Comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles
- Annexe 12 : Historique des achats réels de Gaz Métro à Dawn
- Annexe 13 : Plan d'approvisionnement 2015-2018 – Stratégie alternative et analyse de
rentabilité – Année 2015
- Annexe 14 : Plan d'approvisionnement 2015-2018 – Établissement de la pointe et des
besoins de l'hiver extrême selon la méthode actuelle

PRIX RÉGIONAUX

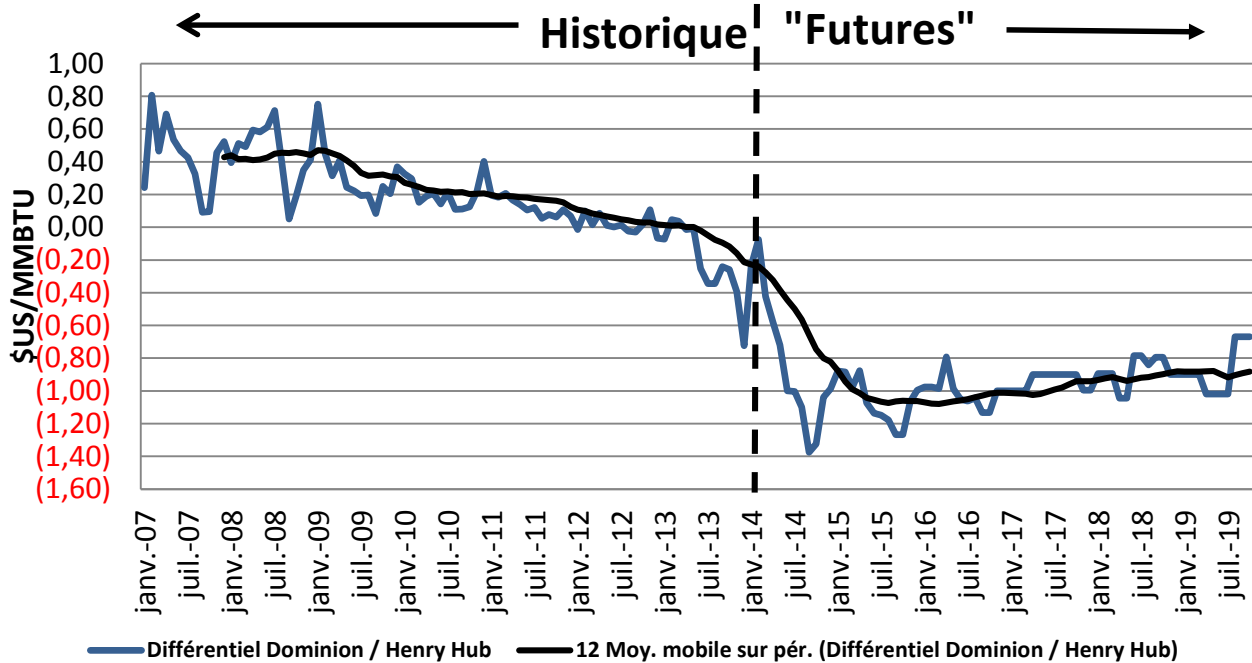
- 1 Cette annexe présente, sous forme graphique, l'évolution historique et la valeur des « Futures »
- 2 des différentiels de lieu par rapport à Henry Hub pour différents points d'échange du gaz naturel
- 3 dans le nord-est du continent. L'historique de prix porte sur la période janvier 2007 à janvier 2014
- 4 alors que la valeur des « Futures » porte sur la période février 2014 à octobre 2019. Il est à noter
- 5 que Henry Hub est un carrefour d'échange situé en Louisiane où s'établit le prix des contrats
- 6 « Futures » sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX).
- 7 Les différentiels ont été calculés aux points identifiés sur la carte ci-dessous ainsi qu'à AECO. La
- 8 base de données a été fournie par une tierce partie.



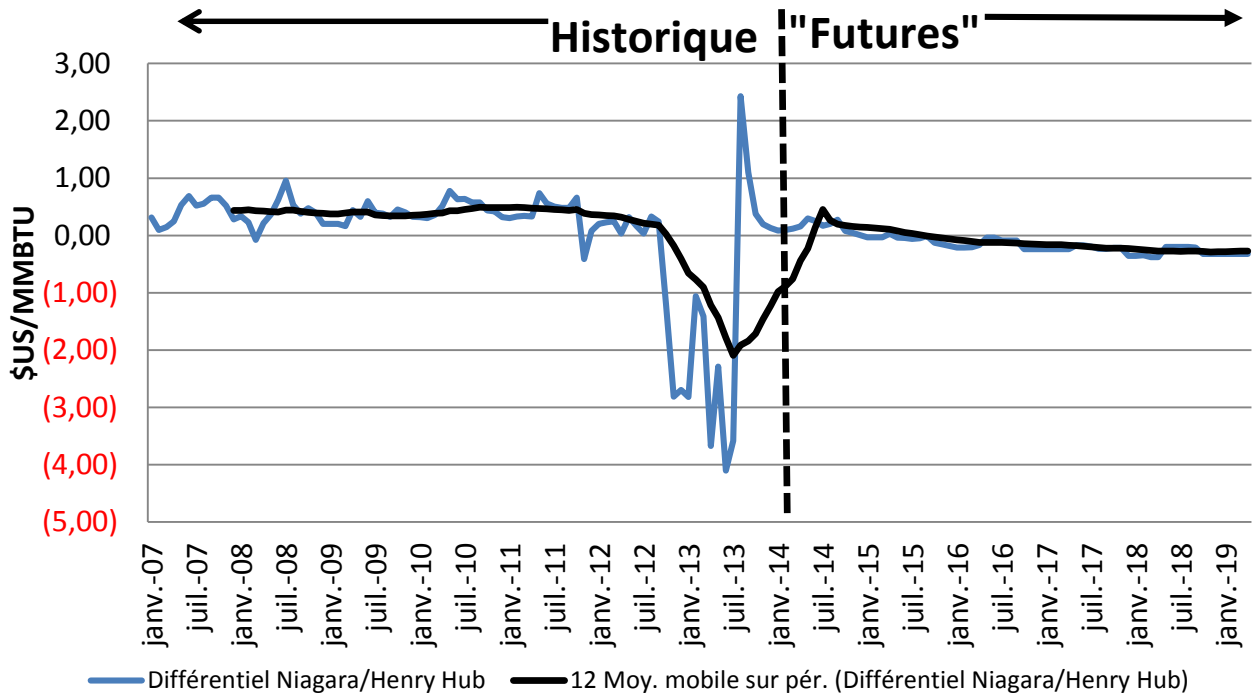




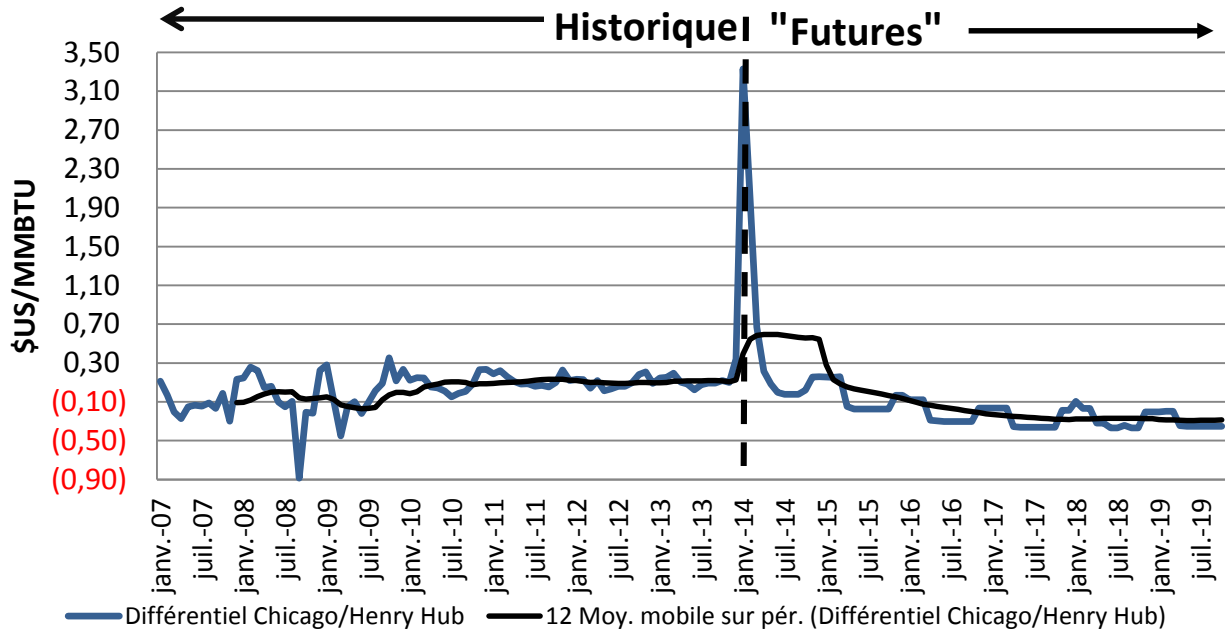
Différentiel Dominion / Henry-Hub



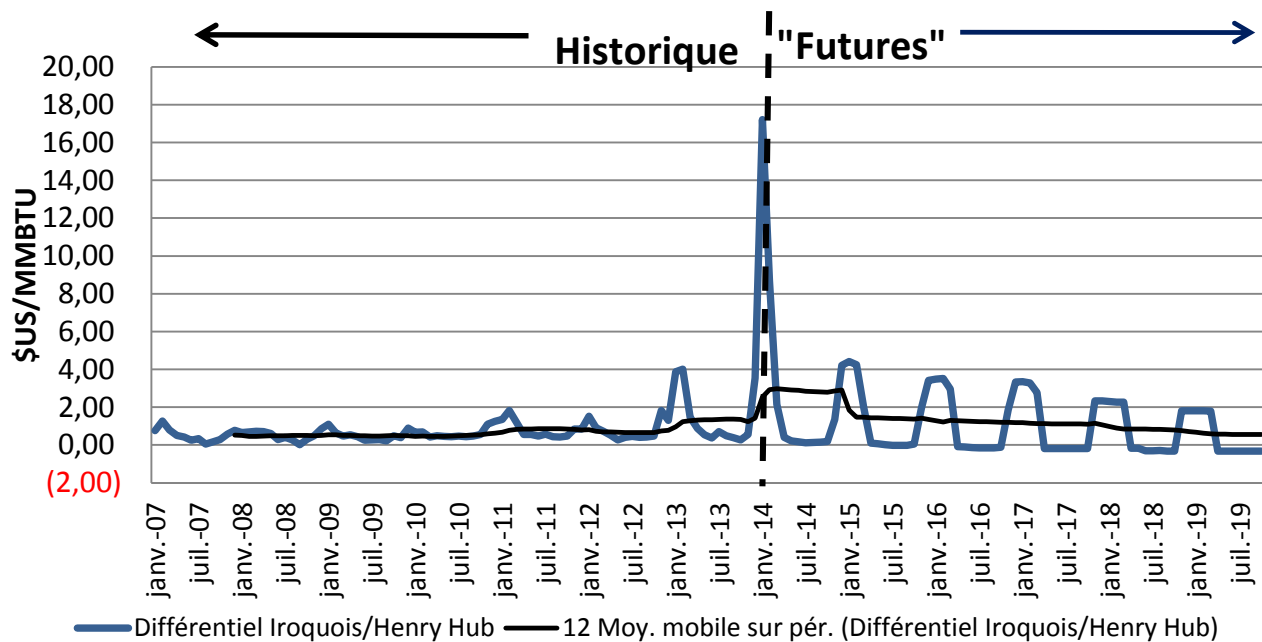
Différentiel Niagara / Henry-Hub



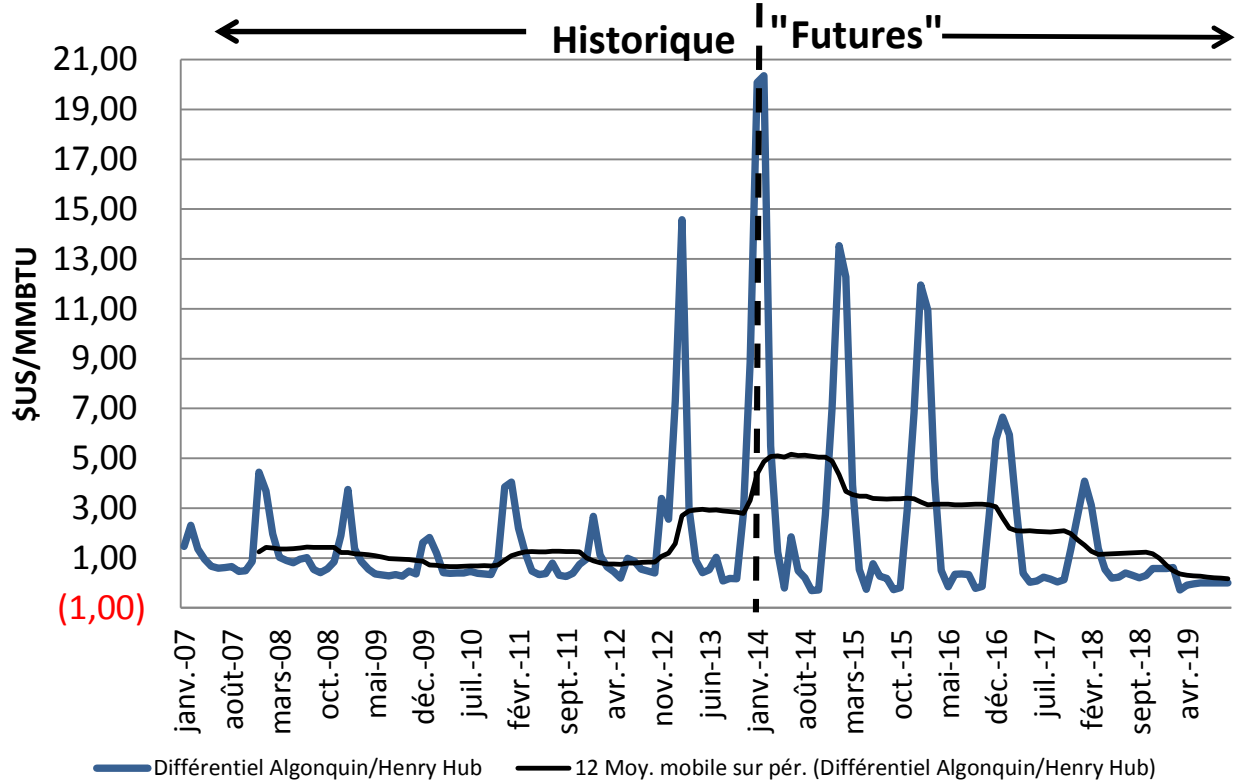
Différentiel Chicago / Henry Hub



Différentiel Iroquois / Henry Hub



Différentiel Algonquin / Henry Hub



CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN FOURNITURE DE GAZ NATUREL

	Point de livraison	Échéance	Volume quotidien (10 ³ m ³ /jour)	Période d'achat		Indice d'achat	Volume annuel (10 ⁶ m ³)	Total contracté Qté / % du visé (10 ⁶ m ³)	Total visé Année 2015 (10 ⁶ m ³)
	(1)			(2)	Début				
1 2	Empress						0	0 0,0%	466
3 4	Dawn	2015-03-31	343	01-déc	31-mars	AECO	42	42 2,6%	1 573
5 6	Franchise	2015-10-31	11	01-oct	30-sept	Empress	4	4 100,0%	4
7 8	Volume total annuel (10⁶m³) :							45 2,2%	2 042

ACHATS DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL PROJETÉS - ANNÉE 2014-2015

	Dawn			Empress			Territoire de Gaz Mtéro			Achats totaux			% à contracter d'avance
	À contracter d'avance 10 ⁶ m ³	En attente 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³	À contracter d'avance 10 ⁶ m ³	En attente 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³	À contracter d'avance 10 ⁶ m ³	En attente 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³	À contracter d'avance 10 ⁶ m ³	En attente 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³	
oct-14	0	88	88	0	2	2	0,3	0,0	0,3	0	90	90	0,4%
nov-14	119	106	225	0	10	10	0,3	0,0	0,3	119	117	236	50,5%
déc-14	101	54	154	65	45	110	0,3	0,0	0,3	166	99	265	62,8%
janv-15	151	50	201	65	44	110	0,3	0,0	0,3	216	95	311	69,6%
févr-15	136	45	181	59	35	95	0,3	0,0	0,3	195	81	276	70,8%
mars-15	174	10	184	65	43	108	0,3	0,0	0,3	240	53	293	82,0%
avr-15	79	103	182	0	9	9	0,3	0,0	0,3	79	111	191	41,7%
mai-15	0	56	56	0	7	7	0,3	0,0	0,3	0	64	64	0,5%
juin-15	0	26	26	0	8	8	0,3	0,0	0,3	0	34	34	0,9%
juil-15	0	92	92	0	2	2	0,3	0,0	0,3	0	94	94	0,3%
août-15	0	96	96	0	0	0	0,3	0,0	0,3	0	96	96	0,3%
sept-15	0	87	87	0	5	5	0,3	0,0	0,3	0	92	92	0,3%
Total	759	813	1 573	255	210	466	4	0	4	1 019	1 023	2 042	
Prorata du total			77,0%			22,8%			0,2%	49,9%	50,1%		

CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
TRANSPORT

Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Débits totaux (10 ⁶ m ³ /an) (3)	Débits totaux 2014-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (4)	Échéance (5)	Notes (6)	Débit 2014-10-01 (10 ³ m ³ /jour) (7)	Débit 2014-11-01 (10 ³ m ³ /jour) (8)	Modalité de renouvellement (9)	
1	Empress-GMIT EDA	2 893	8 221	2016-10-31	A	4 751	4 751	1	
2				2015-10-31	B	3 431	3 431	2	
3				2015-10-31		0	40	2	
4				Tierce partie	12	0	2014-10-31		396
5	Empress-GMIT NDA	148	405	2016-10-31	C	327	327	1	
6				2015-10-31		77	77	2	
7	Parkway-GMIT EDA	2 082	5 705	2016-10-31		3 313	3 313	1	
8				2016-10-31		676	676		
9				2016-10-31		1 188	1 188		
10				2016-10-31		528	528		
11	Parkway-GMIT EDA	626	1 715	2017-10-31		1 715	1 715	1	
12				2030-10-31		n/a	n/a		
13				2031-10-31		n/a	n/a		
14				2031-10-31		n/a	n/a		
15	Parkway-GMIT NDA			2030-10-31	G	n/a	n/a	1	
16	Dawn-Parkway	2 745	7 522	2017-03-31		1 381	1 381	4	
17				2017-03-31		605	605		
18				2017-03-31		2 342	2 342		
19				2016-10-31		924	924		
20				2027-10-31		1 715	1 715		
21				2016-10-31		555	555		3
22				2030-10-31		n/a	n/a		
23	2031-10-31	n/a	n/a	4					
24	2031-10-31	n/a	n/a		J	n/a	n/a		
25	Parkway-Dawn	963	2 639	2017-03-31		2 639	2 639	4	
26	Dawn-GMIT EDA	1 060	2 903	2016-10-31		1 320	1 320	1	
27				2016-10-31		528	528		
28				2016-10-31		1 056	1 056		
29	Transport par échange Dawn-GMIT EDA/Parkway	Tierce partie	790	2 164	2023-10-31		2 164	2 164	2
30	Transport par échange Dawn-GMIT EDA	Tierce partie			2023-10-31	K	n/a	n/a	2
31	Transport par échange Empress-GMIT EDA/Dawn	Tierce partie	367	1 004	2015-10-31		660	660	2
32					2015-10-31	344	344		
33	Transport par échange Empress-GMIT NDA/Dawn	Tierce partie	10	26	2015-10-31		26	26	2

NOTES

- A. Capacité de 2 169 10³m³/jour est décontractée au 1^{er} novembre 2015 avec possibilité d'extension d'un an si les capacités additionnelles prévues au 1^{er} novembre 2015 ne sont pas disponibles
- B. Possibilité d'extension d'un an si les capacités additionnelles prévues au 1^{er} novembre 2015 ne sont pas disponibles
- C. Capacité de 63 10³m³/jour est décontractée au 1^{er} novembre 2015 avec possibilité d'extension d'un an si les capacités additionnelles prévues au 1^{er} novembre 2015 ne sont pas disponibles
- D. "Precedent agreement" avec TCPL, 6 312 10³m³/jour
- E. Soumission 2014/01/15 auprès de TCPL, 1 029 10³m³/jour
- F. Soumission 2014/01/15 auprès de TCPL, 515 10³m³/jour
- G. "Precedent agreement" avec TCPL, 405 10³m³/jour
- H. "Precedent agreement" avec Union, 6 803 10³m³/jour
- I. Soumission 2014/01/22 auprès de Union, 1 043 10³m³/jour
- J. Soumission 2014/01/22 auprès de Union, 521 10³m³/jour
- K. Soumission 2014/01/15 - Contrat d'échange avec un tiers

MODALITÉ DE RENOUELEMENT

- Droit de renouvellement annuel avec préavis de 2 ans
- Pas de modalité de renouvellement
- Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique pour 10 ans
- Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique pour 1 an
- Retour automatique de la capacité à Gaz Métro

TARIFS DE TRANSPORT : TCPL ET UNION GAS

<u>TCPL</u>		<u>Au 1er juillet 2013</u>		
		<u>\$/10³m³/mois</u>	<u>\$/10³m³</u>	
		(1)	(2)	
1	FTLH Zone EST (GMIT EDA)	Prime fixe	1 993,07	65,5254
2		Prime variable		0,0000
3		Total		65,5254 Taux à CU 100%
4	FTLH Zone NORD (GMIT NDA)	Prime fixe	1 549,04	50,9273
5		Prime variable		0,0000
6		Total		50,9273 Taux à CU 100%
7	STS	Prime fixe	474,69	15,6062
8		Prime variable		0,0000
9		Total		15,6062 Taux à CU 100%
10	FTSH (Dawn-GMIT EDA)	Prime fixe	608,40	20,0021
11	Surcharge point de réception Union Dawn		5,03	0,1654
12		Prime variable		0,0000
13		Total		20,1676 Taux à CU 100%
14	FTSH (Parkway-GMIT EDA)	Prime variable	474,69	15,6062
15		Prime variable		0,0000
16		Total		15,6062 Taux à CU 100%
 <u>UNION GAS</u>		 <u>Au 1er janvier 2014</u>		
		<u>\$/10³m³/mois</u>	<u>\$/10³m³</u>	
		(1)	(2)	
17	Transport M12 (Dawn à Parkway)	Prime fixe	91,69	3,0146 Taux à CU 100%
18		Prime variable pour excédent		3,0146
19	Transport C1 (Parkway à Dawn)	Prime fixe	22,32	0,7337 Taux à CU 100%
20		Prime variable pour excédent		0,7337

RATIOS DE GAZ DE COMPRESSION

TCPL

		Projection 2015
1	FTLH Empress-GMIT EDA	2,77%
2	FTLH Empress-GMIT NDA	2,07%
3	FTLH Empress-Dawn	2,86%
4	FTSH Dawn-GMIT EDA	0,87%
5	FTSH Parkway-GMIT EDA	0,69%
6	STS Parway-GMIT EDA	0,69%

Union Gas

		Tarif M12	Tarif C1
		Dawn à Parkway	Parkway à Dawn
7	Octobre	0,700%	0,269%
8	Novembre	0,844%	0,154%
9	Décembre	0,950%	0,154%
10	Janvier	1,091%	0,154%
11	Février	1,038%	0,154%
12	Mars	0,977%	0,154%
13	Avril	0,806%	0,269%
14	Mai	0,570%	0,269%
15	Juin	0,466%	0,269%
16	Juillet	0,453%	0,269%
17	Août	0,357%	0,269%
18	Septembre	0,353%	0,269%

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS
ENTREPOSAGE**

Fournisseur	Échéance	Capacité	Critère de retrait selon le niveau d'inventaire	Capacité maximale Retrait	Critère d'injection selon le niveau d'inventaire	Capacité maximale Injection
(1)	(2)	(10 ³ m ³) (3)	(4)	(10 ³ m ³ /jour) (5)	(6)	(10 ³ m ³ /jour) (7)
1	31/03/2015	Note 1	78 514	942		589
2				628		393
3	31/03/2015	Note 1	154 386	1 853		1 158
4				1 235		772
5	31/03/2017	Note 1	116 126	1 394		871
6				929		581
7	31/03/2019	Note 1	0	1 394		871
8				929		581
9	31/03/2015	Note 2	0			
10	Total		349 026	5 582	> 261 769	3 489
11				3 721	< 261 769	2 326
12	31/03/2019	Note 3	116 126	1 394	> 87 094	871
13				929	< 87 094	581
14	Intragaz	30/04/2023	22 700	> 15 500	> 10 000	2 400
15	PdL *			< 15 500	< 10 000	variable
16	Intragaz	30/04/2023	120 000	Décembre	Volume maximal	920
17				Janvier		
18	Intragaz			Février		
19	St-Flavien *			Mars		
20				Maximum disponible		
21	LSR *	Capacité totale:	58 591	5 749	Liquéfaction brute	341
22		Capacité utile:	56 600	en vaporisation	Liquéfaction nette	288
23		Activité réglementée	52 700			
24		Client GNL	3 900			

* Pouvoir calorifique de 37,76 MJ/m³

Note

- Étant donné l'ajout d'un contrat de capacité de retrait et injection uniquement, le niveau d'inventaire est évalué en fonction de la capacité totale d'entreposage détenue
- Contrat de regroupement des capacités de retrait et d'injection sous un seul contrat "Aggregates Storage Nomination Services - ASN"
- Contrat effectif le 1er avril 2017, décision D-2013-035 de la Régie de l'énergie, non finalisé

TARIFS D'ENTREPOSAGE : UNION GAS ET INTRAGAZ

		<u>Au 1er avril 2014</u>		<u>Au 1er avril 2015</u>	
<u>UNION GAS</u>		000 \$	\$/10 ³ m ³	000 \$	\$/10 ³ m ³
Prime fixe sur la capacité contractuelle					
1	LST 057		38,269		*
2	LST 064		31,070		*
3	LST 065		31,070		31,828
4	LST 068	792		792	
5	Prime variable (retrait et injection)		0,265		0,265
6	Prime variable (retrait et injection excédentaire)		1,553		1,553
Ratio de gaz de compression					
7	Retrait et injection		0,6%		0,6%
8	Retrait et injection excédentaire		Ratio variable		Ratio variable
<u>Au 1er septembre 2013</u>					
<u>INTRAGAZ - POINTE-DU-LAC</u>		\$/10³m³/mois	\$/10³m³		
9	Prime de réservation	11,951	143,408		
10	Prime de souscription	82,683	992,191		
		\$/année			
11	Cavalier tarifaire	-43 000			
12	Gaz de compression maximum		4,0%		
<u>Au 1er septembre 2013</u>					
<u>INTRAGAZ - SAINT-FLAVIEN</u>		\$/10³m³/mois	\$/10³m³		
13	Prime de réservation	8,624	103,484		
14	Prime variable - injection		1,685		
15	Prime variable - retrait		0,281		
		\$/année			
16	Cavalier tarifaire	-255 800			

*: Contrats en renouvellement

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
ANNÉE 2014-2015

	Hiver (10 ⁶ m ³) (1)	Été (10 ⁶ m ³) (2)	Total (10 ⁶ m ³) (3)
<u>DEMANDE</u>			
1 Continue *	3 026	2 240	5 266
2 Interruptible	236	193	429
3 Client biogaz en réseau dédié	12	15	27
4 Gaz d'appoint concurrence	0	1	1
5 <i>Sous-Total Demande</i>	3 274	2 449	5 723
6 Gaz perdu, usage de la compagnie et autres	46	29	75
7 Ventes GNL	9	26	34
8 SOUS-TOTAL AVANT INJECTION	3 328	2 504	5 833
<u>INVENTAIRES INJECTIONS</u>			
9 Union Gas	16	299	316
10 LSR **	15	40	55
11 Pointe-du-Lac **	6	2	8
12 Saint-Flavien **	3	110	113
13 Échanges de gaz	0	0	0
14 SOUS-TOTAL INJECTIONS & ÉCHANGES	40	451	491
15 TOTAL DE LA DEMANDE	3 368	2 956	6 324
<u>APPROVISIONNEMENT</u>			
16 FTLH Empress - GMIT	1 346	1 898	3 244
17 Cessions d'optimisation	0	12	12
18 Transport par échange (EMP - GMIT)	570	278	848
19 Transport fourni par les clients	47	70	117
20 Gaz d'appoint	0	1	1
21 <i>Sous-Total Transports</i>	1 963	2 259	4 222
22 FTLH non utilisé	0	0	0
23 Cessions / ventes de transport FTLH	0	0	0
24 Achats dans le territoire	2	2	4
25 Achats à Dawn (GR)	945	627	1 573
26 Biogaz	12	15	27
27 Autres réceptions	0	0	0
28 SOUS-TOTAL TRANSPORT	2 922	2 904	5 826
<u>INVENTAIRES RETRAITS</u>			
29 Union Gas	299	16	316
30 LSR **	14	35	48
31 Pointe-du-Lac **	7	1	8
32 Saint-Flavien **	120	0	120
33 Échanges de gaz	0	0	0
34 SOUS-TOTAL RETRAITS & ÉCHANGES	440	52	492
35 TOTAL APPROVISIONNEMENT	3 362	2 956	6 317
36 <u>INTERRUPTIONS BRUTES</u>	-6	0	-6

* Incluant la demande des clients qui fournissent leur propre service de transport

** Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2015 est 37,76 MJ/m³

DÉFINITION DES RUBRIQUES DE LA PAGE 1

2 Demande

3 L.1 *Continue* : Demande projetée pour la clientèle au service continu, présentée au
4 tableau 16 de la pièce Gaz Métro-7, Document 1, excluant la demande du client
5 desservi en biogaz par un réseau dédié.

6 L.2 *Interruptible* : Demande projetée pour la clientèle au service interruptible sous
7 contrat régulier, présentée au tableau 16 de la pièce Gaz Métro-7, Document 1.

8 L.3 *Client biogaz en réseau dédié* : Demande projetée pour le client approvisionné en
9 biogaz par un réseau dédié.

10 L.4 *Gaz d'appoint concurrence* : Demande projetée pour la clientèle au service
11 interruptible sous contrat de gaz d'appoint, présentée au tableau 16 de la pièce
12 Gaz Métro-7, Document 1.

13 L.6 *Gaz perdu, usage de la compagnie et autres* : Somme des volumes de gaz naturel
14 projetés en gaz perdu, du gaz naturel utilisé par la compagnie dans ses
15 installations, du gaz requis aux fins d'injection dans les sites d'entreposage et du
16 gaz de compression requis pour transporter le gaz sur les différents pipelines
17 (excluant les pipelines longue distance entre Empress et le territoire de Gaz Métro).

18 Au rapport annuel, les éléments suivants s'ajoutent à cette rubrique : l'augmentation
19 du « linepack » du réseau de distribution, les écarts positifs entre les nominations
20 envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans le territoire de Gaz Métro
21 ainsi que les écarts constatés en fonction du « Load Balancing Agreement - LBA ».

22 L.7 *Ventes GNL* : volumes de gaz naturel liquéfié retirés de l'usine LSR pour le client
23 GNL.

24 L.9 à 12 *Inventaires injections* : volumes de gaz naturel injectés dans les sites
25 d'entreposage.

26 L.13 *Échanges de gaz* : quantités de gaz naturel livrées par Gaz Métro pour les
27 transactions financières d'optimisation réalisées au cours de l'année financière et

1 relatives aux prêts d'espace, aux échanges entre périodes et géographiques ainsi
2 qu'aux cessions de FTSH avec échange pour les quantités utilisées par Gaz Métro.

3 **Approvisionnement**

4 L.16 *FTLH Empress - GMIT* : Capacités de transport FTLH détenues par Gaz Métro
5 auprès de TCPL entre Empress et son territoire (GMIT EDA et GMIT NDA).

6 L.17 *Cessions d'optimisation* : Capacités de transport FTLH détenues par Gaz Métro
7 auprès de TCPL entre Empress et son territoire et cédées à des tierces parties, de
8 façon permanente ou temporaire, à des fins purement financières. Ces cessions
9 comportent une clause spécifique où la tierce partie s'engage à remettre dans le
10 territoire de Gaz Métro les quantités livrées par elle à Empress.

11 L.18 *Transport par échange (EMP - GMIT)* : Capacités de transport entre Empress et le
12 territoire de Gaz Métro (ou Dawn en été) requises pour répondre aux besoins
13 opérationnels et contractées sur le marché secondaire sous forme d'échange
14 géographique.

15 L.19 *Transport fourni par les clients* : Projection des capacités de transport fournies au
16 cours de l'année financière par les clients qui se sont retirés du service de transport
17 de Gaz Métro.

18 L.20 *Gaz d'appoint* : Capacités de transport déjà contractées ou projetées pour répondre
19 à la demande de gaz d'appoint concurrence.

20 L.22 *FTLH non utilisé* : Projection des excédents de capacité de transport FTLH au cours
21 de l'année financière.

22 L.23 *Cessions / ventes de transport FTLH* : Excédents de capacité de transport FTLH
23 effectivement cédés ou vendus sur le marché secondaire au cours de l'année
24 financière.

25 L.24 *Achats dans le territoire* : Achats de fourniture de gaz naturel par Gaz Métro
26 directement dans son territoire.

27 L.25 *Achats à Dawn (GR)* : Achats de fourniture de gaz naturel par Gaz Métro à Dawn.

28 L.26 *Biogaz* : Approvisionnement fourni par un site d'enfouissement via un réseau dédié
29 relié directement au client.

- 1 L.27 *Autres réceptions* : Somme des éléments suivants utilisés au cours de l'année
2 financière : l'utilisation du « linepack » du réseau de distribution, les écarts négatifs
3 entre les nominations envoyées à TCPL et le mesurage des compteurs dans le
4 territoire de Gaz Métro ainsi que les écarts constatés en fonction du « Load
5 Balancing Agreement - LBA ».
- 6 L.29 à 32 *Inventaires retraits* : Volumes de gaz naturel retirés des sites d'entreposage.
- 7 L.33 *Échanges de gaz* : Quantités de gaz naturel reçues par Gaz Métro pour les
8 transactions financières d'optimisation réalisées au cours de l'année financière et
9 relatives aux prêts d'espace, aux échanges entre périodes et géographiques ainsi
10 qu'aux cessions de FTSH avec échange pour les quantités utilisées par Gaz Métro.
- 11 L.36 *Interruptions brutes* : Niveau des interruptions prévues pour l'année financière.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015-2018

	2015			2016			2017			2018			
	Hiver (1)	Été (2)	Total (3)	Hiver (4)	Été (5)	Total (6)	Hiver (7)	Été (8)	Total (9)	Hiver (10)	Été (11)	Total (12)	
DEMANDE (10⁶ m³)													
1	Continue	3 026	2 240	5 266	3 088	2 339	5 427	3 135	2 394	5 530	3 323	2 789	6 112
2	Interruptible	236	193	429	254	190	445	229	170	399	229	170	399
3	Gaz d'appoint	0	1	1	3	4	7	6	8	14	6	8	14
4	Cient biogaz en réseau dédié	12	15	27	12	15	27	12	15	27	12	15	27
5	Sous-total	3 274	2 449	5 723	3 357	2 549	5 906	3 382	2 588	5 970	3 569	2 983	6 552
6	Interruptions	-6	0	-6	-8	0	-8	-2	0	-2	-2	0	-2
7	Autres	46	29	75	46	29	75	68	41	109	77	44	122
8	Ventes GNL	9	26	34	18	34	52	44	63	107	54	87	142
9	TOTAL	3 322	2 504	5 826	3 413	2 612	6 025	3 492	2 692	6 184	3 699	3 114	6 813
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)													
10	Transport												
11	FTLH (primaire & secondaire)	1 346	1 910	3 256	1 359	1 913	3 272	438	808	1 245	339	500	839
12	Transport par échange de Empress	570	278	848	641	389	1 029	342	61	402	0	0	0
13	Transport fourni par les clients	47	70	117	47	62	109	47	62	108	224	455	679
14	Transport gaz d'appoint	0	1	1	3	4	7	6	8	14	6	8	14
15	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0	0	-58	-58	0	0	0
16	Transport Emp-GMI	1 963	2 259	4 222	2 050	2 367	4 417	832	880	1 712	569	963	1 532
17	Achats dans le territoire	2	2	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Achats à Dawn (GR)	945	627	1 573	948	626	1 574	668	225	892	1 136	227	1 363
19	Achats à Dawn (AD)	0	0	0	0	0	0	1 587	1 961	3 547	1 587	2 299	3 886
20	Biogaz	12	15	27	12	15	27	12	15	27	12	15	27
21	Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Retraits - injections	400	-399	0	404	-397	6	394	-389	5	395	-390	5
23	TOTAL	3 322	2 504	5 826	3 413	2 612	6 025	3 492	2 692	6 184	3 699	3 114	6 813
ENTREPOSAGE (Capacité)													
		(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)	(PJ)	(10 ⁶ m ³)
24	LSR (daQ)	2,0	52,7	1,9	50,6	2,0	52,5	1,9	51,2	1,9	51,2	1,9	51,2
25	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7
26	Saint-Flavien	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0
27	Union Gas	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0
28	TOTAL	20,6	544,4	20,5	542,3	20,6	544,2	20,6	544,2	20,6	544,2	20,5	542,9
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT													
		(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)	(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)
29	Journée de pointe - continue	1 304	34 404	1 320	34 833	1 368	36 107	1 445	38 134	1 445	38 134	1 445	38 134
30	Besoins hiver extrême	1 242	32 781	1 260	33 263	1 287	33 962	1 363	35 964	1 363	35 964	1 363	35 964
31	Maximum	1 304	34 404	1 320	34 833	1 368	36 107	1 445	38 134	1 445	38 134	1 445	38 134
Approvisionnements													
32	FTLH (primaire & secondaire)	327	8 626	324	8 548	108	2 845	108	2 845	108	2 845	108	2 845
33	Transport par échange (EMP - GMIT)	39	1 031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Achats dans le territoire	0,4	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Transport clients & biogaz	15	397	15	397	15	397	15	397	15	397	15	397
36	FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	110	2 903	110	2 903	110	2 903	110	2 903	110	2 903
37	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	121	3 193	121	3 193	121	3 193	121	3 193
38	FTSH (Parkway - EDA)	65	1 715	65	1 715	319	8 432	319	8 432	319	8 432	319	8 432
39	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
40	Pointe-du-Lac *	45	1 196	45	1 196	45	1 196	45	1 196	45	1 196	45	1 196
41	Saint-Flavien *	49	1 287	49	1 287	49	1 287	49	1 287	49	1 287	49	1 287
42	LSR (vaporisation) *	217	5 729	217	5 729	217	5 729	217	5 729	217	5 729	217	5 729
43	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 166	30 764	1 123	29 639	1 201	31 687	1 267	33 449	1 267	33 449	1 267	33 449
44	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-138	-3 640	-197	-5 194	-167	-4 420	-178	-4 685	-178	-4 685	-178	-4 685
45	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.44/ 1.43)	-11,8%	-11,8%	-17,5%	-17,5%	-13,9%	-13,9%	-14,0%	-14,0%	-14,0%	-14,0%	-14,0%	-14,0%
46	Achat / (vente) de transport a priori	138	3 642	197	5 197	168	4 421	178	4 687	178	4 687	178	4 687
47	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 304	34 406	1 320	34 836	1 368	36 108	1 445	38 136	1 445	38 136	1 445	38 136
48	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	2
49	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.48/ 1.47)		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%		0,0%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2015 est 37,76

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015-2018
IMPACT POTENTIEL DE TEMPÉRATURE

	2015 (1)		2016 (2)		2017 (3)		2018 (4)		
DEMANDE (10⁶ m³)									
1	Continue	[5 045 ; 5 475]	[5 203 ; 5 641]	[5 297 ; 5 751]	[5 879 ; 6 333]				
2	Interruptible	[408 ; 449]	[422 ; 466]	[379 ; 419]	[379 ; 419]				
3	Gaz d'appoint	1	7	14	14				
4	Cient biogaz en réseau dédié	27	27	27	27				
5	Sous-total	[5 482 ; 5 952]	[5 659 ; 6 141]	[5 717 ; 6 211]	[6 299 ; 6 793]				
6	Interruptions	[0 ; -34]	[0 ; -39]	[0 ; -21]	[0 ; -19]				
7	Autres	[72 ; 78]	[72 ; 78]	[106 ; 112]	[118 ; 125]				
8	Ventes GNL	34	52	107	142				
9	TOTAL	[5 588 ; 6 030]	[5 782 ; 6 232]	[5 929 ; 6 409]	[6 558 ; 7 041]				
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)									
10	Transport								
11	FTLH (primaire & secondaire)	3 256	3 272	1 245	839				
12	Transport par échange de Empress	[847 ; 854]	[1 029 ; 1 035]	[399 ; 407]	0				
13	Transport fourni par les clients	117	109	108	679				
14	Transport gaz d'appoint	1	7	14	14				
15	FTLH non utilisé	0	0	-58	0				
16	Appro total utilisé	[4 221 ; 4 228]	[4 417 ; 4 423]	[1 708 ; 1 717]	1 532				
17	Achats dans le territoire	4	0	0	0				
18	Achats à Dawn (GR)	[1 336 ; 1 771]	[1 332 ; 1 775]	[699 ; 1 069]	[1 166 ; 1 543]				
19	Achats à Dawn (AD)	0	0	3 491	3 829				
20	Biogaz	27	27	27	27				
21	Autres	0	0	0	0				
22	Retraits - injections	[0 ; 0]	[6 ; 7]	[4 ; 9]	[5 ; 11]				
23	TOTAL	[5 588 ; 6 030]	[5 782 ; 6 232]	[5 929 ; 6 409]	[6 558 ; 7 041]				
ENTREPOSAGE (Capacité)									
	(PJ)	(10⁶m³)	(PJ)	(10⁶m³)	(PJ)	(10⁶m³)	(PJ)	(10⁶m³)	
24	LSR (daQ)	2,0	52,7	1,9	50,6	2,0	52,5	1,9	51,2
25	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7
26	Saint-Flavien	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0
27	Union Gas	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0
28	TOTAL	20,6	544,4	20,5	542,3	20,6	544,2	20,5	542,9
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT									
	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	(TJ/j)	(10³m³/j)	
29	Journée de pointe - continue	1 304	34 404	1 320	34 833	1 368	36 107	1 445	38 134
30	Besoins hiver extrême	1 242	32 781	1 259	33 230	1 287	33 962	1 363	35 961
31	Maximum	1 304	34 404	1 320	34 833	1 368	36 107	1 445	38 134
Approvisionnement									
32	FTLH (primaire & secondaire)	327	8 626	324	8 548	108	2 845	108	2 845
33	Transport par échange (EMP - GMIT)	39	1 031	0	0	0	0	0	0
34	Achats dans le territoire	0,4	11	0	0	0	0	0	0
35	Transport clients & biogaz	15	397	15	397	15	397	82	2 159
36	FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	110	2 903	110	2 903	110	2 903
37	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	121	3 193	121	3 193
38	FTSH (Parkway - EDA)	65	1 715	65	1 715	319	8 432	319	8 432
39	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
40	Pointe-du-Lac *	45	1 196	45	1 196	45	1 196	45	1 196
41	Saint-Flavien *	49	1 287	49	1 287	49	1 287	49	1 287
42	LSR (vaporisation) *	217	5 729	217	5 729	217	5 729	217	5 729
43	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 166	30 764	1 123	29 639	1 201	31 687	1 267	33 449
44	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-138	-3 640	-197	-5 194	-167	-4 420	-178	-4 685
45	% du total approvisionnements avant achat (vente) (I.44/ I.43)	-11,8%	-11,8%	-17,5%	-17,5%	-13,9%	-13,9%	-14,0%	-14,0%
46	Achat / (vente) de transport a priori	138	3 642	197	5 197	168	4 421	178	4 687
47	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 304	34 406	1 320	34 836	1 368	36 108	1 445	38 136
48	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	2	0	2	0	0	0	2
49	% du total approvisionnements après achat / (vente) (I.48/ I.47)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2015 est 37,76

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015-2018
SCÉNARIO FAVORABLE

	2015 (1)		2016 (2)		2017 (3)		2018 (4)
DEMANDE (10⁶ m³)							
1	Continue	5 426		5 647		5 845	6 621
2	Interruptible	440		461		415	415
3	Gaz d'appoint	1		7		14	14
4	Client biogaz en réseau dédié	27		27		27	27
5	Sous-total	5 894		6 142		6 301	7 077
6	Interruptions	-5		-7		-1	0
7	Autres	75		74		109	130
8	Ventes GNL	34		52		107	142
9	TOTAL	5 999		6 261		6 516	7 348
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)							
10	Transport						
11	FTLH (primaire & secondaire)	3 256		3 272	1 245		839
12	Transport par échange de Empress	920		1 229	632		0
13	Transport fourni par les clients	169		111	111		681
14	Transport gaz d'appoint	1		7	14		14
15	FTLH non utilisé	0		0	-14		0
16	Transport Emp-GMI	4 347		4 620	1 988		1 534
17	Achats dans le territoire	4		0	0		0
18	Achats à Dawn (GR)	1 620		1 608	770		1 535
19	Achats à Dawn (AD)	0		0	3 727		4 247
20	Biogaz	27		27	27		27
21	Autres	0		0	0		0
22	Retraits - injections	0		6	5		5
23	TOTAL	5 999		6 261		6 516	7 348
ENTREPOSAGE (Capacité)							
24	LSR (daQ)	(PJ) 2,0	(10 ⁶ m ³) 52,7	(PJ) 1,9	(10 ⁶ m ³) 50,6	(PJ) 2,0	(10 ⁶ m ³) 52,5
25	Pointe-du-Lac	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7
26	Saint-Flavien	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0
27	Union Gas	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0
28	TOTAL	20,6	544,4	20,5	542,3	20,6	542,9
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT							
29	Journée de pointe - continue	(TJ/j) 1 328	(10 ³ m ³ /j) 35 047	(TJ/j) 1 365	(10 ³ m ³ /j) 36 014	(TJ/j) 1 441	(10 ³ m ³ /j) 38 039
30	Besoins hiver extrême	1 261	33 274	1 299	34 296	1 339	35 349
31	Maximum	1 328	35 047	1 365	36 014	1 441	38 039
Approvisionnement							
32	FTLH (primaire & secondaire)	327	8 626	324	8 548	108	2 845
33	Transport par échange (EMP - GMIT)	39	1 031	0	0	0	0
34	Achats dans le territoire	0,4	11	0	0	0	0
35	Transport clients & biogaz	21	563	15	404	15	404
36	FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	110	2 903	110	2 903
37	Transport par échange (DAWN - EDA)	82	2 164	82	2 164	121	3 193
38	FTSH (Parkway - EDA)	65	1 715	65	1 715	319	8 432
39	STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705
40	Pointe-du-Lac *	45	1 196	45	1 196	45	1 196
41	Saint-Flavien *	49	1 287	49	1 287	49	1 287
42	LSR (vaporisation) *	217	5 729	217	5 729	217	5 729
43	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 172	30 929	1 123	29 646	1 201	31 694
44	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-156	-4 118	-241	-6 369	-240	-6 345
45	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.44/ 1.43)	-13,3%	-13,3%	-21,5%	-21,5%	-20,0%	-20,0%
46	Achat / (vente) de transport a priori	156	4 120	242	6 375	241	6 347
47	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 328	35 049	1 365	36 020	1 441	38 041
48	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	2	0	6	0	2
49	% du total approvisionnements après achat / (vente) (1.48/ 1.47)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2015 est 37,76

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015-2018

SCÉNARIO DÉFAVORABLE

	2015 (1)		2016 (2)		2017 (3)		2018 (4)	
DEMANDE (10⁶ m³)								
1 Continue	4 754		4 548		4 469		5 006	
2 Interruptible	604		608		605		605	
3 Gaz d'appoint	1		0		0		0	
4 Client biogaz en réseau dédié	27		27		27		27	
5 Sous-total	5 386		5 183		5 101		5 638	
6 Interruptions	-24		-36		-35		-35	
7 Autres	76		77		108		113	
8 Ventes GNL	34		52		107		142	
9 TOTAL	5 472		5 276		5 282		5 858	
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)								
10 Transport								
11 FTLH (primaire & secondaire)	3 256		3 272		878		449	
12 Transport par échange de Empress	547		114		57		0	
13 Transport fourni par les clients	160		104		104		674	
14 Transport gaz d'appoint	1		0		0		0	
15 FTLH non utilisé	0		0		0		0	
16 Transport Emp-GMI	3 964		3 490		1 039		1 124	
17 Achats dans le territoire	4		0		0		0	
18 Achats à Dawn (GR)	1 477		1 752		1 280		1 476	
19 Achats à Dawn (AD)	0		0		2 929		3 225	
20 Biogaz	27		27		27		27	
21 Autres	0		0		0		0	
22 Retraits - injections	0		7		5		7	
23 TOTAL	5 472		5 276		5 282		5 858	
ENTREPOSAGE (Capacité)								
24 LSR (daQ)	(PJ) 2,0	(10 ⁶ m ³) 52,7	(PJ) 1,9	(10 ⁶ m ³) 50,6	(PJ) 2,0	(10 ⁶ m ³) 52,5	(PJ) 1,9	(10 ⁶ m ³) 51,2
25 Pointe-du-Lac	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7	0,9	22,7
26 Saint-Flavien	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0	4,5	120,0
27 Union Gas	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0	13,2	349,0
28 TOTAL	20,6	544,4	20,5	542,3	20,6	544,2	20,5	542,9
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT								
29 Journée de pointe - continue	(TJ/j) 1 215	(10 ³ m ³ /j) 32 063	(TJ/j) 1 160	(10 ³ m ³ /j) 30 613	(TJ/j) 1 153	(10 ³ m ³ /j) 30 424	(TJ/j) 1 215	(10 ³ m ³ /j) 32 057
30 Besoins hiver extrême	1 167	30 790	1 133	29 914	1 122	29 621	1 186	31 311
31 Maximum	1 215	32 063	1 160	30 613	1 153	30 424	1 215	32 057
Approvisionnement								
32 FTLH (primaire & secondaire)	327	8 626	324	8 548	108	2 845	97	2 555
33 Transport par échange (EMP - GMIT)	39	1 031	0	0	0	0	0	0
34 Achats dans le territoire	0,4	11	0	0	0	0	0	0
35 Transport clients & biogaz	20	536	15	384	15	384	81	2 146
36 FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903	110	2 903	110	2 903	110	2 903
37 Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	82	2 164	121	3 193	121	3 193
38 FTSH (Parkway - EDA)	65	1 715	65	1 715	319	8 432	319	8 432
39 STS	216	5 705	216	5 705	216	5 705	216	5 705
40 Pointe-du-Lac *	45	1 196	45	1 196	45	1 196	45	1 196
41 Saint-Flavien *	49	1 287	49	1 287	49	1 287	49	1 287
42 LSR (vaporisation) *	217	5 729	217	5 729	217	5 729	217	5 729
43 TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 171	30 902	1 123	29 626	1 200	31 674	1 256	33 146
44 Provision additionnelle avant achat / (vente)	-44	-1 161	-37	-987	47	1 251	41	1 088
45 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (1.44/ 1.43)	-3,8%	-3,8%	-3,3%	-3,3%	3,9%	3,9%	3,3%	3,3%
46 Achat / (vente) de transport a priori	44	1 161	37	988	-47	-1 248	-41	-1 087
47 TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 215	32 064	1 160	30 614	1 153	30 426	1 215	32 058
48 Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	1	0	2	0	1
49 % du total approvisionnements après achat / (vente) (1.48/ 1.47)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2015 est 37,76

**ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJETÉE EN JOURNÉE DE POINTE
DE LA CAUSE TARIFAIRES 2014 À LA CAUSE TARIFAIRE 2015**

1 - Cause 2014 (Méthode actuelle selon D-2013-179)					Commentaire	
	Décembre	Janvier	Février	Mars		
Demande normale projetée (10³m³)						
1	D1 - D3 mensuel	360 364	425 811	364 122	318 498	
2	D3 quotidien - D4	221 257	234 870	215 221	223 754	
3	Autres	4 548	5 186	4 570	4 295	Autres : Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
4	Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800	
<hr/>						
5	Année de régression	2011-2012			Année utilisée à la Cause 2014	
6	Paramètres de régression D1-D3 mensuel (GJ/unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
7	Base	4 946	5 507	5 260	4 699	
8	DJ _t	309	309	309	309	
9	DJ _{t-1}	92	92	92	92	
10	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
11	Paramètres journée de pointe	Paramètres utilisés à la Cause 2014				
12	DJ _t	36,80				
13	DJ _{t-1}	39,48				
14	DJ _t xDV _t	1 268,33				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
15	Pointe D1-D3 mensuel selon formule de régression	22 421	22 981	22 735	22 173	
16	Ajustement pour la demande 2014	0,972	0,972	0,972	0,972	
17	Pointe D1-D3 mensuel et Autres	21 787	22 332	22 093	21 547	
18	Pointe D3 quotidien-D4 (volume moyen)	7 137	7 576	7 686	7 218	Demande mensuelle / # jours du mois
19	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
20	Journée de pointe = maximum	28 992	29 995	29 872	28 855	
<hr/>						
2 - Cause 2014 - Changement de l'année référence pour la régression						
21	Année de régression	2012-2013			Année utilisée à la Cause 2015	
22	Paramètres de régression D1-D3 mensuel (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
23	Base	4 822	5 071	5 137	4 497	
24	DJ _t	324	324	324	324	
25	DJ _{t-1}	100	100	100	100	
26	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
27	Paramètres journée de pointe	Paramètres utilisés à la Cause 2014				
28	DJ _t	36,80				
29	DJ _{t-1}	39,48				
30	DJ _t xDV _t	1 268,33				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
31	Pointe D1-D3 mensuel selon formule de régression	23 409	23 659	23 724	23 084	
32	Ajustement pour la demande 2014	0,960	0,960	0,960	0,960	
33	Pointe D1-D3 mensuel et Autres	22 484	22 724	22 787	22 172	
34	Pointe D3 quotidien-D4 (volume moyen)	7 137	7 576	7 686	7 218	Demande mensuelle / # jours du mois
35	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
36	Journée de pointe = maximum	29 689	30 388	30 566	29 480	
37	Variation de la pointe vs Cause 2014			571		Impact année de régression
<hr/>						
3 - Cause 2014 - Changement de l'année référence pour la régression et des paramètres de la journée de pointe						
38	Année de régression	2012-2013			Année utilisée à la Cause 2015	
39	Paramètres de régression D1-D3 mensuel (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
40	Base	4 822	5 071	5 137	4 497	
41	DJ _t	324	324	324	324	
42	DJ _{t-1}	100	100	100	100	
43	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
44	Paramètres journée de pointe	Paramètres utilisés à la Cause 2014 (historique 20 ans) réchauffés pour l'année 2015				
45	DJ _t	36,78				
46	DJ _{t-1}	39,66				
47	DJ _t xDV _t	1 257,08				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
48	Pointe D1-D3 mensuel selon formule de régression	23 397	23 647	23 712	23 072	
49	Ajustement pour la demande 2014	0,960	0,960	0,960	0,960	
50	Pointe D1-D3 mensuel et Autres	22 472	22 712	22 775	22 160	
51	Pointe D3 quotidien-D4 (volume moyen)	7 137	7 576	7 686	7 218	Demande mensuelle / # jours du mois
52	Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90	Demande mensuelle / # jours du mois
53	Journée de pointe = maximum	29 678	30 376	30 554	29 468	
54	Variation de la pointe vs Cause 2014			559		Impact année de régression et paramètres

4 - Cause 2015 - Avant modifications						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
55	D1 - D3 mensuel	391 747	458 174	394 343	339 256	
56	D3 quotidien - D4	235 237	245 686	225 204	237 290	
57	Autres	5 176	5 791	5 105	4 774	Autres : Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
58	Client biogaz en réseau dédié	1 957	2 572	2 686	2 190	Client biogaz en réseau dédié
<hr/>						
59	Année de régression	2012-2013				Année utilisée à la Cause 2015
60	Paramètres de régression D1-D3 mensuel (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
61	Base	4 822	5 071	5 137	4 497	
62	DJ _t	324	324	324	324	
63	DJ _{t-1}	100	100	100	100	
64	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
65	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2014 (historique 20 ans) réchauffés pour l'année 2015
66	DJ _t	36,78				
67	DJ _{t-1}	39,66				
68	DJ _t xDV _t	1 257,08				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
69	Pointe D1-D3 mensuel selon formule de régression	23 397	23 647	23 712	23 072	
70	Ajustement pour la demande 2015	1,038	1,038	1,038	1,038	
71	Pointe D1-D3 mensuel et Autres	24 280	24 540	24 607	23 943	
72	Pointe D3 quotidien-D4 (volume moyen)	7 588	7 925	8 043	7 655	Demande mensuelle / # jours du mois
73	Client biogaz en réseau dédié	63	83	96	71	Demande mensuelle / # jours du mois
74	Journée de pointe = maximum	31 932	32 548	32 746	31 668	
75	Variation de la pointe vs Cause 2014			2 751		
76	Variation de la pointe vs Cause 2014 calcul 3			2 192		Impact de la variation de la demande 2015 vs 2014
<hr/>						
5 - Cause 2015 - Après modifications						
		Décembre	Janvier	Février	Mars	
Demande normale projetée						
77	Clients continus purs	529 496	605 031	530 543	478 554	
78	Clients continus en combinaison tarifaire	97 488	98 829	89 004	97 992	
79	Autres	5 176	5 791	5 105	4 774	
80	Client biogaz en réseau dédié	1 957	2 572	2 686	2 190	
<hr/>						
81	Année de régression	2012-2013				Année utilisée à la Cause 2015
82	Paramètres de régression D1 (10 ³ m ³ /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars	
83	Base	8 076	8 434	8 472	7 619	
84	DJ _t	348	348	348	348	
85	DJ _{t-1}	107	107	107	107	
86	DJ _t xDV _t	2	2	2	2	
87	Paramètres journée de pointe					Paramètres utilisés à la Cause 2015 (Historique depuis 1971)
88	DJ _t	38,13				
89	DJ _{t-1}	43,64				
90	DJ _t xDV _t	962,46				
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)						
91	Pointe clients continus selon formule de régression	28 021	28 379	28 417	27 564	
92	Ajustement pour la demande 2015	1,090	1,090	1,090	1,090	
93	Pointe clients continus purs et autres	30 537	30 927	30 968	30 039	
94	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 340	3 340	3 340	3 340	
95	Client biogaz en réseau dédié	63	83	96	71	Demande mensuelle / # jours du mois
96	Journée de pointe = maximum	33 940	34 350	34 404	33 450	
97	Variation de la pointe vs Cause 2014			4 409		Impact de la variation de la demande et de la
98	Variation de la pointe vs Cause 2015 - calcul 4			1 658		Impact de la méthode proposée
Sommaire des variations (10³m³)						
99	Impact année de régression et paramètres		559			
100	Impact de la variation de la demande 2015 vs 2014		2 192			
101	Impact de la méthode proposée		1 658			

**ÉVOLUTION DES BESOINS DE L'HIVER EXTRÊME
DE LA CAUSE TARIFAIRES 2014 À LA CAUSE TARIFAIRES 2015**

Données de l'hiver extrême						
	Cause 2014	Cause 2015		Cause 2015		
	Méthode actuelle	Avant modifications		Après modifications		
	Volume	Volume	var. vs 2014	Volume	var. vs 2014	var. vs 2015 avant modif.
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	(4)	(5) = (4) - (1)	(6) = (4) - (2)
Demande totale avant interruption (10⁶m³)						
1	Continue	2 979	3 215	235	3 229	14
2	Interruptible volet A	305	165	-139	165	0
3	Interruptible volet B	98	86	-13	86	0
4	Total	3 382	3 466	83	3 480	14
Demande moyenne (10³m³/jour)						
5	Continue	19 730	21 288	1 558	21 383	95
6	Interruptible volet A	2 018	1 096	-922	1 096	0
7	Interruptible volet B	652	568	-84	568	0
8	Total	22 400	22 952	552	23 047	95
Demande maximale (10³m³/jour)						
9	Continue	28 513	30 884	2 372	31 548	664
10	Interruptible volet A	3 044	1 667	-1 377	1 667	0
11	Interruptible volet B	1 027	925	-101	925	0
12	Total	32 583	33 476	893	34 140	664
13						
14	Besoins d'approvisionnement (10³m³/jour) - Note 1	30 324	32 360	2 036	32 781	420
			Note 2		2 456	Note 3

Notes

- 1 Les besoins d'approvisionnement pour l'hiver extrême se situent entre la demande totale moyenne et la demande totale maximale
- 2 Variation résultant de la fluctuation de la demande 2014 à 2015
- 3 Variation résultant de la modification à la projection de la demande 2015 en considérant la méthode proposée d'évaluation de la demande en journée de pointe

COMPARAISON DES PRÉVISIONS DES VENTES ANNUELLES AVEC LES DONNÉES RÉELLES
(Volumes normalisés)

Dossier tarifaire (1)	Livraisons globales (avant interruptions)									
	Livraisons prévues			Livraisons réelles			Variation			
	Service continu 10 ⁶ m ³ (2)	Service interruptible 10 ⁶ m ³ (3)	Total 10 ⁶ m ³ (4)	Service continu 10 ⁶ m ³ (5)	Service interruptible 10 ⁶ m ³ (6)	Total 10 ⁶ m ³ (7)	Service continu 10 ⁶ m ³ (8)	Service interruptible 10 ⁶ m ³ (9)	Total	
									10 ⁶ m ³ (10)	% (11)
2003	4 378	895	5 272	4 366	1 147	5 513	-11	252	241	4,56
2004	4 490	898	5 388	4 516	1 042	5 558	27	144	170	3,16
2005	4 816	801	5 617	4 496	848	5 344	-320	47	-273	-4,86
2006	4 953	769	5 722	4 480	1 011	5 491	-473	242	-231	-4,04
2007	5 236	627	5 863	5 307	979	6 286	71	352	423	7,22
2008	5 191	704	5 895	4 634	1 195	5 829	-557	491	-66	-1,13
2009	4 453	802	5 255	4 112	1 037	5 149	-341	235	-106	-2,02
2010	4 046	739	4 785	4 205	1 243	5 449	159	505	663	13,87
2011	4 100	988	5 088	4 251	1 209	5 459	151	221	371	7,30
2012	4 090	1 253	5 343	4 341	1 074	5 415	250	-179	72	1,34
2013	4 633	871	5 504	4 659	867	5 526	26	-4	22	0,40
2014*	4 932	719	5 651	4 964	617	5 581	31	-102	-70	-1,24

* Les livraisons réelles pour l'année 2014 sont basées sur la révision budgétaire 5/7 et excluent les volumes de GNL

COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE LA JOURNÉE DE POINTE AVEC LES DONNÉES RÉELLES

Dossier tarifaire (1)	Demande clientèle continue										
	Journée de pointe prévue			Observation réelle				Volume estimé			
	Facteur base 10 ³ m ³ /jour (2)	Facteur calorifique 10 ³ m ³ /DJ/jour (3)	Pointe à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (4)	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour (5)	Date (6)	Degrés-jours réels Dj (7)	Variation de DJ Dj (9)	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour (10)	Volume estimé à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (11)	Écart 10 ³ m ³ /jour (12)	
Base de référence 18											
2003	7 026	479	28 089	26 915	Mardi	2003-01-21	40,50	3,50	1 677	28 593	504
2004	6 987	485	28 309	28 940	Jeudi	2004-01-15	42,23	1,77	859	29 799	1 490
2005	7 606	515	30 279	27 337	Mardi	2005-01-18	38,92	5,08	2 615	29 953	-327
2006	8 359	489	29 883								
2006 ajustée⁽¹⁾	7 544	522	30 524	22 638	Lundi	2006-02-27	31,37	12,63	6 594	29 233	-1 291
2007	9 013	510	31 457	28 526	Lundi	2007-02-05	35,77	8,23	4 199	32 725	1 268
2008	9 074	485	30 428	24 767	Mardi	2007-12-18	29,93	14,07	6 828	31 595	1 168
2008 ajustée⁽²⁾	6 573	485	27 927	23 929	Jeudi	2008-01-24	34,20	9,80	4 756	28 685	758
2009	6 844	503	28 970	26 620	Jeudi	2009-01-15	42,02	1,98	998	27 618	-1 353
2010	6 821	462	27 160	24 207	Vendredi	2010-01-29	37,16	6,84	3 161	27 368	207

(1) Ajustement pour refléter la mise en production en avril 2006 de TCE

(2) Ajustement pour exclure TCE qui a baissé sa production à compter du 1^{er} janvier 2008

Dossier tarifaire	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe 10 ³ m ³ /jour	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour	Date	Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour	Volume estimé 10 ³ m ³ /jour	Écart vs prévision 10 ³ m ³ /jour
Base de référence 13 avec effet croisé du vent										
2011			27 628	24 986	Lundi	2011-01-24		3 612	28 598	971
Base (10³m³/jour)	10 116,69									
DJ_t (10³m³/DJ)	294,44	36,93				32,51	4,42			
DJ_{t-1} (10³m³/DJ)	91,72	39,64				36,89	2,75			
DJ_t x V_t (10³m³/DJxkm/h)	2,36	1273,74				400,46	873,28			
2012			27 489	24 153	Dimanche	2012-01-15		4 056	28 209	720
Base (10³m³/jour)	10 008,43									
DJ_t (10³m³/DJ)	300,08	36,88				30,68	6,20			
DJ_{t-1} (10³m³/DJ)	104,58	39,52				33,07	6,45			
DJ_t x V_t (10³m³/DJxkm/h)	1,79	1272,40				423,45	848,94			
2013			29 077	28 917	Mercredi	2013-01-23		1 584	30 501	1 424
Base (10³m³/jour)	12 074,88									
DJ_t (10³m³/DJ)	291,20	36,85				36,64	0,21			
DJ_{t-1} (10³m³/DJ)	91,38	39,50				34,63	4,87			
DJ_t x V_t (10³m³/DJxkm/h)	2,09	1272,35				756,70	515,65			

Dossier tarifaire	Demande clientèle continue									
	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe 10 ³ m ³ /jour	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour	Date	Paramètre réels	Variation des paramètres	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour	Volume estimé 10 ³ m ³ /jour	Écart vs prévision 10 ³ m ³ /jour
2014			31 521	29 171	Mardi	2014-01-21		3 457	32 628	1 108
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 786,50									
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	327,69	36,80				35,97	0,83			
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	88,61	39,48				32,05	7,43			
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,51	1268,33				259,81	1008,52			
					Journée la plus froide en terme de température mais congé férié					
					Jeudi	2014-01-02				
						DJ _t 37,20				
						DJ _{t-1} 36,30				
						DJ _t x V _t 881,88				

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2015, R-3879-2014

HISTORIQUE DES ACHATS RÉELS DE GAZ MÉTRO À DAWN

Date	Achats spot à Dawn		Achats d'avance à Dawn								Indice NGX à Dawn	Écart de coûts sur les achats d'avance	
	Volume 10³m³	Prix moyen €/m³	Indice AECO		Indice NYMEX		Indice NGX		Total achats d'avance			Prix €/m³	Coût unitaire €/m³
			Volume 10³m³	Prix moyen €/m³	Volume 10³m³	Prix moyen €/m³	Volume 10³m³	Prix moyen €/m³	Volume 10³m³	Prix moyen €/m³			
oct-08	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	29,252	0,000	0
nov-08	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	29,822	0,000	0
déc-08	0	0,000	124 360	28,571	0	0,000	0	0,000	124 360	28,571	27,802	0,769	956
janv-09	0	0,000	157 086	25,967	0	0,000	0	0,000	157 086	25,967	25,915	0,051	81
févr-09	20 190	23,013	141 884	22,328	0	0,000	0	0,000	141 884	22,328	21,951	0,377	535
mars-09	20 322	19,641	140 723	20,224	0	0,000	0	0,000	140 723	20,224	19,296	0,928	1 306
avr-09	0	0,000	55 424	18,720	0	0,000	0	0,000	55 424	18,720	17,106	1,613	894
mai-09	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	17,081	0,000	0
juin-09	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	15,979	0,000	0
juil-09	1 320	14,065	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,384	0,000	0
août-09	13 566	13,552	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	12,818	0,000	0
sept-09	26 128	13,536	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	11,812	0,000	0
Total 2008-2009	81 525	17,416	619 477	23,703	0	0,000	0	0,000	619 477	23,703	20,268	0,609	3 771
oct-09	7 918	19,162	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	16,570	0,000	0
nov-09	21 906	16,501	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,632	0,000	0
déc-09	0	0,000	119 451	24,087	0	0,000	0	0,000	119 451	24,087	21,815	2,272	2 714
janv-10	10 908	22,259	161 177	24,414	0	0,000	0	0,000	161 177	24,414	22,532	1,882	3 034
févr-10	0	0,000	145 579	23,028	0	0,000	0	0,000	145 579	23,028	21,168	1,860	2 708
mars-10	0	0,000	139 905	18,947	0	0,000	0	0,000	139 905	18,947	16,954	1,993	2 788
avr-10	0	0,000	31 671	17,931	0	0,000	0	0,000	31 671	17,931	15,877	2,054	650
mai-10	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	16,770	0,000	0
juin-10	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	19,016	0,000	0
juil-10	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	18,227	0,000	0
août-10	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	17,287	0,000	0
sept-10	6 598	15,478	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	15,892	0,000	0
Total 2009-2010	47 329	18,131	597 783	22,388	0	0,000	0	0,000	597 783	22,388	18,062	1,990	11 894
oct-10	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,343	0,000	0
nov-10	16 546	16,489	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	16,051	0,000	0
déc-10	0	0,000	166 495	17,585	0	0,000	0	0,000	166 495	17,585	16,833	0,752	1 252
janv-11	13 156	17,402	210 676	17,609	0	0,000	0	0,000	210 676	17,609	17,379	0,230	485
févr-11	28 240	15,690	171 074	16,747	0	0,000	0	0,000	171 074	16,747	16,009	0,738	1 263
mars-11	43 547	15,605	190 222	16,802	0	0,000	0	0,000	190 222	16,802	15,601	1,202	2 286
avr-11	80 364	15,936	62 549	16,239	0	0,000	0	0,000	62 549	16,239	15,833	0,407	254
mai-11	42 650	16,418	48 271	17,046	0	0,000	0	0,000	48 271	17,046	16,258	0,788	381
juin-11	33 386	17,678	30 879	17,494	0	0,000	0	0,000	30 879	17,494	16,924	0,569	176
juil-11	14 252	16,299	31 908	16,442	0	0,000	0	0,000	31 908	16,442	15,951	0,491	157
août-11	6 070	15,306	16 363	15,883	0	0,000	0	0,000	16 363	15,883	15,353	0,529	87
sept-11	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	15,121	0,000	0
Total 2010-2011	278 210	16,249	928 438	17,085	0	0,000	0	0,000	928 438	17,085	15,971	0,683	6 340

Société en commandite Gaz Métro
Cause tarifaire 2015, R-3879-2014

Date	Achats spot à Dawn		Achats d'avance à Dawn								Indice NGX à Dawn	Écarts de coûts sur les achats d'avance	
	Volume	Prix moyen	Indice AECO		Indice NYMEX		Indice NGX		Total achats d'avance			Prix	Coût unitaire
			Volume	Prix moyen	Volume	Prix moyen	Volume	Prix moyen	Volume	Prix moyen			
oct-11	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,028	0,000	0
nov-11	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,299	0,000	0
déc-11	0	0,000	214 357	14,245	0	0,000	0	0,000	214 357	14,245	13,316	0,930	1 993
janv-12	0	0,000	249 129	12,600	0	0,000	0	0,000	249 129	12,600	11,277	1,323	3 295
févr-12	0	0,000	233 056	11,464	0	0,000	0	0,000	233 056	11,464	10,657	0,807	1 882
mars-12	0	0,000	218 448	10,211	0	0,000	0	0,000	218 448	10,211	9,169	1,042	2 276
avr-12	0	0,000	106 888	9,447	0	0,000	0	0,000	106 888	9,447	8,181	1,266	1 353
mai-12	26 656	9,240	77 725	10,927	0	0,000	0	0,000	77 725	10,927	9,527	1,400	1 088
juin-12	0	0,000	75 218	10,505	0	0,000	0	0,000	75 218	10,505	9,531	0,974	733
juil-12	0	0,000	77 725	11,917	0	0,000	0	0,000	77 725	11,917	11,359	0,558	434
août-12	0	0,000	32 726	11,306	0	0,000	0	0,000	32 726	11,306	10,944	0,362	118
sept-12	4 223	11,031	31 671	11,642	0	0,000	0	0,000	31 671	11,642	10,960	0,682	216
Total 2011-2012	30 879	9,485	1 316 944	11,701	0	0,000	0	0,000	1 316 944	11,701	11,104	1,017	13 389
oct-12	52 125	13,471	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	12,686	0,000	0
nov-12	117 973	14,571	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,505	0,000	0
déc-12	0	0,000	230 721	14,196	0	0,000	0	0,000	230 721	14,196	13,358	0,838	1 933
janv-13	0	0,000	267 129	13,755	0	0,000	0	0,000	267 129	13,755	12,850	0,905	2 418
févr-13	0	0,000	267 511	13,825	0	0,000	0	0,000	267 511	13,825	13,029	0,796	2 129
mars-13	0	0,000	211 085	15,347	0	0,000	0	0,000	211 085	15,347	15,150	0,197	416
avr-13	92 505	16,505	27 712	15,594	0	0,000	47 506	16,680	75 218	16,280	16,680	-0,400	-301
mai-13	48 034	16,454	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	16,269	0,000	0
juin-13	46 582	15,211	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	15,406	0,000	0
juil-13	51 993	15,417	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	15,404	0,000	0
août-13	55 556	14,644	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,581	0,000	0
sept-13	64 397	14,955	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,901	0,000	0
Total 2012-2013	529 163	15,165	1 004 157	14,260	0	0,000	47 506	16,680	1 051 663	14,370	14,568	0,627	6 596
oct-13	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,648	0,000	0
nov-13	166 931	14,547	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000	14,240	0,000	0
déc-13	86 170	18,032	80 179	17,137	148 087	15,657	0	0,000	228 266	16,177	17,579	-1,403	-3 202
janv-14	24 835	23,145	80 179	18,137	200 449	14,312	0	0,000	280 628	15,405	25,577	-10,172	-28 544
févr-14	23 173	35,356	72 420	29,254	181 050	23,469	0	0,000	253 471	25,122	64,613	-39,491	-100 098
mars-14	169 703	46,670	80 179	22,256	53 998	20,683	13 196	30,461	147 374	22,414	50,742	-28,328	-41 747
2013-2014	470 813	28,241	312 959	21,509	583 584	18,084	13 196	30,461	909 739	19,441	31,233	-19,082	-173 592

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015-2018
STRATÉGIE ALTERNATIVE ET ANALYSE DE RENTABILITÉ - ANNÉE 2015

	<i>Achat LH hiver</i>	<i>Achat LH an et vente été</i>	<i>Variation</i>
	(1)	(2)	(3)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>			
1	Continue	5 266	0
2	Interruptible	429	0
3	Gaz d'appoint	1	0
4	Client biogaz en réseau dédié	27	0
5	<i>Sous-total</i>	5723	0
6	Interruptions	-6	0
7	Autres	75	0
8	Ventes GNL	34	0
9	TOTAL DEMANDE	5 826	0
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>			
10	Transport		
11	FT LH (primaire & secondaire)	3 256	0
12	Transport par échange (EMP - GMI)	848	91
13	Transport fourni par les clients	117	0
14	Transport gaz d'appoint	1	0
15	FTLH non utilisé	0	0
16	<i>Transport Emp-GMI</i>	4 222	91
17	Achats dans le territoire	4	0
18	Achats à Dawn (GR)	1 573	-92
19	Achats à Dawn (AD)	0	0
20	Biogaz	27	0
21	Autres	0	0
22	Retraits - injections	0	0
23	TOTAL APPROVISIONNEMENT	5 826	-1
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)</u>			
24	Journée de pointe - continue	34 404	0
25	Total appro. après vente	32 781	0
26	Provision additionnelle	34 404	0
<u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u>			
Coûts de transport			
27	Transport clients	n/a	n/a
28	FTLH (primaire, secondaire & échange)	324 987	41 855
29	STS	42 984	-116
30	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	48 877	-67
31	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0
32	Achats de gaz - transport & équilibrage	36 051	-2 021
33	Total - coûts de transport	452 899	39 651
34	Coûts d'entreposage	37 397	-2
35	Sous-total transport et équilibrage	490 295	39 649
36	Fourniture	902 390	73
37	Gaz de compression	23 455	106
38	Maintien des inventaires	4 290	13
39	TOTAL DES COÛTS	1 420 430	39 842

STRUCTURE D'APPROVISIONNEMENT 2015-2018
ÉTABLISSEMENT DE LA POINTE ET DES BESOINS DE L'HIVER EXTRÊME SELON LA MÉTHODE ACTUELLE

	2015			2016			2017			2018		
	Hiver (1)	Été (2)	Total (3)	Hiver (4)	Été (5)	Total (6)	Hiver (7)	Été (8)	Total (9)	Hiver (7)	Été (8)	Total (9)
DEMANDE (10⁶ m³)												
1 Continue	3 026	2 240	5 266	3 088	2 339	5 427	3 135	2 394	5 530	3 323	2 789	6 112
2 Interruptible	236	193	429	254	190	445	229	170	399	229	170	399
3 Gaz d'appoint	0	1	1	3	4	7	6	8	14	6	8	14
4 Client biogaz en réseau dédié	12	15	27	12	15	27	12	15	27	12	15	27
5 <i>Sous-total</i>	<i>3 274</i>	<i>2 449</i>	<i>5 723</i>	<i>3 357</i>	<i>2 549</i>	<i>5 906</i>	<i>3 382</i>	<i>2 588</i>	<i>5 970</i>	<i>3 569</i>	<i>2 983</i>	<i>6 552</i>
6 Interruptions	-21	0	-21	-21	0	-21	-16	0	-16	-1	0	-1
7 Autres	48	29	78	48	29	77	72	41	113	77	44	121
8 Ventes GNL	9	26	34	18	34	52	44	63	107	54	87	142
9 TOTAL	3 309	2 504	5 814	3 402	2 612	6 014	3 482	2 692	6 174	3 700	3 114	6 815
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)												
10 Transport												
11 FTLH (primaire & secondaire)	1 346	1 910	3 256	1 359	1 913	3 272	438	808	1 245	339	500	839
12 Transport par échange de Empress	370	278	648	437	389	826	69	60	129	0	0	0
13 Transport fourni par les clients	47	70	117	47	62	109	47	62	108	224	455	679
14 Transport gaz d'appoint	0	1	1	3	4	7	6	8	14	6	8	14
15 FTLH non utilisé	0	1	1	0	0	0	0	-58	-58	0	0	0
16 <i>Transport Emp-GMI</i>	<i>1 763</i>	<i>2 260</i>	<i>4 023</i>	<i>1 846</i>	<i>2 367</i>	<i>4 214</i>	<i>559</i>	<i>879</i>	<i>1 438</i>	<i>569</i>	<i>963</i>	<i>1 532</i>
17 Achats dans le territoire	2	2	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 Achats à Dawn (GR)	1 130	630	1 760	1 138	628	1 766	933	233	1 166	1 137	226	1 363
19 Achats à Dawn (AD)	0	0	0	0	0	0	1 582	1 955	3 537	1 588	2 300	3 887
20 Biogaz	12	15	27	12	15	27	12	15	27	12	15	27
21 Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 Retraits - injections	403	-403	0	405	-399	7	396	-390	6	395	-390	5
23 TOTAL	3 309	2 504	5 814	3 402	2 612	6 014	3 482	2 692	6 174	3 700	3 114	6 815
ENTREPOSAGE (Capacité)												
		(PJ)	(10 ⁶ m ³)		(PJ)	(10 ⁶ m ³)		(PJ)	(10 ⁶ m ³)		(PJ)	(10 ⁶ m ³)
24 LSR (daQ)		2,0	52,7		1,9	50,6		2,0	52,5		1,9	51,2
25 Pointe-du-Lac		0,9	22,7		0,9	22,7		0,9	22,7		0,9	22,7
26 Saint-Flavien		4,5	120,0		4,5	120,0		4,5	120,0		4,5	120,0
27 Union Gas		13,2	349,0		13,2	349,0		13,2	349,0		13,2	349,0
28 TOTAL		20,6	544,4		20,5	542,3		20,6	544,2		20,5	542,9
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT												
		(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)		(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)		(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)		(TJ/j)	(10 ³ m ³ /j)
29 Journée de pointe - continue		1 241	32 746		1 257	33 169		1 283	33 854		1 437	37 938
30 Besoins hiver extrême		1 226	32 360		1 240	32 735		1 263	33 334		1 340	35 370
31 Maximum		1 241	32 746		1 257	33 169		1 283	33 854		1 437	37 938
Approvisionnements												
32 FTLH (primaire & secondaire)		327	8 626		324	8 548		108	2 845		108	2 845
33 Transport par échange (EMP - GMIT)		39	1 031		0	0		0	0		0	0
34 Achats dans le territoire		0	11		0	0		0	0		0	0
35 Transport clients & biogaz		15	397		15	397		15	397		82	2 159
36 FTSH (Dawn - EDA)		110	2 903		110	2 903		110	2 903		110	2 903
37 Transport par échange (Dawn - EDA)		82	2 164		82	2 164		121	3 193		121	3 193
38 FTSH (Parkway - EDA)		65	1 715		65	1 715		319	8 432		319	8 432
39 STS		216	5 705		216	5 705		216	5 705		216	5 705
40 Pointe-du-Lac *		45	1 196		45	1 196		45	1 196		45	1 196
41 Saint-Flavien *		49	1 287		49	1 281		49	1 287		49	1 287
42 LSR (vaporisation) *		217	5 729		217	5 729		217	5 729		217	5 729
43 TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)		1 166	30 764		1 123	29 639		1 201	31 687		1 267	33 449
44 Provision additionnelle avant achat / (vente)		-75	-1 983		-134	-3 530		-82	-2 167		-170	-4 489
45 % du total approvisionnements avant achat / (vente) (I.44/ I.43)		-6,4%	-6,4%		-11,9%	-11,9%		-6,8%	-6,8%		-13,4%	-13,4%
46 Achat / (vente) de transport a priori		75	1 985		134	3 531		82	2 167		170	4 489
47 TOTAL approvisionnements après achat / (vente)		1 241	32 748		1 257	33 170		1 283	33 854		1 437	37 938
48 Provision additionnelle après achat / (vente)		0	2		0	1		0	0		0	0
49 % du total approvisionnements après achat / (vente) (I.48/ I.47)		0,0%	0,0%		0,0%	0,0%		0,0%	0,0%		0,0%	0,0%

* Un pouvoir calorifique de 37,89 a été utilisé alors que le pouvoir calorifique prévu pour l'année tarifaire 2015 est 37,76