

**STRATÉGIE D'ÉVALUATION DES
CAPACITÉS DE TRANSPORT À
SOUMISSIONNER AUPRÈS DE
TRANSCANADA PIPELINE ET UNION GAS
POUR L'ANNÉE 2017-2018
(suivi de la décision D-2014-201)
et
PLANS D'APPROVISIONNEMENT REVISES
POUR LES ANNÉES
2015-2016 ET 2016-2017**

T A B L E D E S M A T I È R E S

INTRODUCTION.....	3
1. CAPACITÉS D'APPROVISIONNEMENT POUR 2017-2018	4
1.1. Évaluation de la demande et des besoins d'approvisionnement	4
1.2. Évaluation des approvisionnements découlant d'options alternatives	6
1.3. Capacités à soumissionner auprès de TCPL et Union Gas.....	10
2. CAPACITÉS D'APPROVISIONNEMENT POUR 2015-2016	11
3. CAPACITÉS D'APPROVISIONNEMENT POUR 2016-2017	13
CONCLUSION	14
ANNEXES.....	15

INTRODUCTION

1 Dans sa décision D-2014-201, la Régie de l'énergie (« Régie ») a ordonné :

2 *« [223] Le Distributeur devra déposer, au plus tard le 11 décembre 2014 à 12 h, son*
3 *Plan 2015-2018 révisé, identifiant les quantités de transport qu'il prévoit*
4 *soumissionner auprès de TCPL pour l'année 2018, et l'ensemble des pièces*
5 *requis pour la détermination des tarifs de transport et d'équilibrage pour l'année*
6 *tarifaire 2015, tenant compte des éléments de la présente décision. »*

7 Le 15 décembre 2014, Gaz Métro a déposé un plan d'approvisionnement révisé pour l'année
8 2014-2015 sous la pièce B-0284, Gaz Métro-7, Document 6. Gaz Métro précisait également dans
9 ce document qu'elle n'était pas en mesure de fournir l'analyse lui permettant d'établir les
10 quantités de transport qu'elle prévoit soumissionner auprès de TCPL dans le cadre de l'appel
11 d'offres pour l'année 2017-2018. En effet, cette soumission, qui est importante pour assurer la
12 suffisance des approvisionnements de ses clients actuels et futurs, doit reposer non seulement
13 sur l'analyse des solutions alternatives pour répondre aux besoins de faible occurrence, mais
14 également sur une prévision de la demande la plus à jour possible. Dans le cadre de la
15 préparation de son plan d'approvisionnement 2016-2019, Gaz Métro a déjà amorcé son
16 processus de prévision de la demande, en vue d'un dépôt au printemps 2015. Gaz Métro croit
17 que les prévisions pour l'année 2017-2018 découlant de cet exercice sont susceptibles d'être
18 différentes de celles déposées dans le cadre du plan d'approvisionnement 2015-2018 et que ces
19 changements devraient être soumis à la Régie dans le cadre du suivi requis par la décision
20 D-2014-201. Gaz Métro déploie actuellement tous les efforts nécessaires afin de transmettre
21 cette information à la Régie dans les meilleurs délais, information qui sera incluse dans le plan
22 d'approvisionnement révisé 2017-2018 comme demandé par la Régie.

23 Le présent document vise à présenter les orientations stratégiques qui seront utilisées pour
24 définir les capacités de transport à soumissionner auprès de TCPL et Union Gas pour une prise
25 d'effet le 1^{er} novembre 2017, soit pour l'année financière 2017-2018.

26 Par la suite, Gaz Métro déposera à la Régie, à la mi-janvier 2015, un plan d'approvisionnement
27 révisé pour l'année 2017-2018 avec toutes les informations qui appuieront les orientations
28 stratégiques détaillées dans le présent document.

1 Les appels d'offres de TCPL et Union Gas, présentés aux annexes 1 et 2, ont été lancés le
2 12 décembre 2014 avec une date de fin le 30 janvier 2015 à 13h (HE). Une décision de la Régie
3 au plus tard le 28 janvier, en fin de journée, serait requise pour permettre à Gaz Métro de préparer
4 ses soumissions. Si des modifications majeures à la prévision de la demande utilisée comme
5 base d'analyse par Gaz Métro devaient être envisagées, une décision plus rapide serait alors
6 requise pour permettre à Gaz Métro de refaire les évaluations des capacités manquantes.

7 Gaz Métro présentera également aux sections 2 et 3 les plans d'approvisionnement révisés et
8 les orientations qu'elle entend prendre relativement aux approvisionnements manquants pour les
9 années 2015-2016 et 2016-2017.

1. CAPACITÉS D'APPROVISIONNEMENT POUR 2017-2018

1.1. Évaluation de la demande et des besoins d'approvisionnement

10 La première étape consiste à évaluer la demande à desservir pour l'année 2017-2018 et
11 définir les besoins d'approvisionnements. Ainsi les éléments suivants seront considérés dans
12 l'élaboration du plan d'approvisionnement :

13 1. Évaluation à jour de la demande projetée pour l'année 2017-2018 sous le scénario de
14 base.

15 Gaz Métro met présentement à jour la demande projetée pour l'année 2017-2018
16 déposée dans la pièce Gaz Métro-7, Document 1. En raison des contraintes de temps,
17 les scénarios favorable et défavorable ne seront pas évalués pour les fins de la présente
18 analyse. Procéder à un tel exercice ferait en sorte qu'il ne serait pas possible de déposer
19 un plan d'approvisionnement 2017-2018 en temps utile pour permettre à la Régie de
20 rendre une décision à temps pour qu'ensuite Gaz Métro puisse déposer sa soumission
21 avant le 30 janvier 2015. Rappelons également que ces scénarios ont des probabilités
22 d'occurrence très faibles (3,04 % pour le scénario favorable et 0 % pour le scénario
23 défavorable)¹ et n'influenceraient pas les capacités à contracter auprès de TCPL et
24 Union Gas.

1 Voir la pièce B-0258, Gaz Métro-7, Document 1, page 69, Tableau 26 – année 2017-2018

1 Cette révision prendra également en compte le fait que le client majeur, un fabricant de
2 produits fertilisants, qui devait débiter ses opérations dès le 1^{er} octobre 2017, a annoncé
3 la suspension de son projet afin de se repositionner pour la recherche d'un nouveau
4 partenaire. Ainsi, ce client sera retiré de la demande projetée pour l'année 2017-2018.

5 2. Évaluation de la demande continue en journée de pointe et des besoins de l'hiver extrême
6 conformément à la décision D-2014-201, soit :

7 a. Régression sur la demande des clients continus, excluant les clients en
8 combinaison tarifaire D₃-D₅ et D₄-D₅ et les clients continus au sous-tarif 4.10
9 (option 3), en fonction de l'année de référence 2013-2014 ;

10 b. Clients en combinaison tarifaire : contribution à la demande de pointe en fonction
11 du volume souscrit augmenté de 2 % ;

12 c. Clients continus au sous-tarif 4.10 : contribution à la demande de pointe égale à
13 la somme des volumes maximums observés et ajustés pour refléter la projection
14 à l'année témoin ;

15 d. Paramètres climatiques réchauffés de la journée de pointe la plus froide sur
16 l'historique des 30 dernières années, soit le 15 janvier 2004.

17 3. Considération des capacités de transport contractées à ce jour sur le marché primaire,
18 incluant les modalités de renouvellement déjà confirmées à TCPL ainsi que celles
19 projetées qui devront être confirmées avant le 1^{er} novembre 2015, et sur le marché
20 secondaire. Les capacités prévues dans les « Precedent Agreement » conclus avec TCPL
21 seront intégrées comme capacités disponibles.

22 4. Retranchement des capacités de 1 029 10³m³/jour découlant d'une transaction d'échange
23 entre Dawn et GMIT EDA auprès d'une tierce partie que Gaz Métro avait annoncée à
24 compter de l'année 2015-2016 lors du dépôt de son plan d'approvisionnement
25 2015-2018. Cette transaction ne s'est pas matérialisée telle qu'anticipée.

26 5. Considération du débit de retrait disponible pour le mois de janvier au site d'entreposage
27 de Saint-Flavien, soit 1 520 10³m³/jour.

1 À cet effet, conformément à la décision D-2014-201 (paragr.219) de la Régie qui
2 demandait à Gaz Métro de s'enquérir auprès d'Intragaz le plus rapidement possible, quant
3 à la possibilité de maximiser les retraits en janvier, Intragaz a confirmé que la quantité de
4 1 520 10³m³/jour correspond au retrait maximal pouvant être rendu disponible en janvier.
5 La réponse détaillée d'Intragaz est présentée à l'annexe 3:

6 Ces éléments permettront ainsi d'évaluer les besoins d'approvisionnement requis pour
7 répondre à la demande de l'année 2017-2018 et d'évaluer le niveau global des outils
8 d'approvisionnements manquants pour cette année.

1.2. Évaluation des approvisionnements découlant d'options alternatives

9 Une fois les approvisionnements manquants identifiés (section précédente), Gaz Métro
10 évaluera les options alternatives (autres que la révision du retrait maximal de janvier pour le
11 site de Saint-Flavien déjà couverte ci-haut) qui lui permettraient de réduire les capacités de
12 transport à contracter auprès de TCPL. Les conclusions sommaires relatives aux options
13 alternatives sont les suivantes :

1. Vaporisation additionnelle à l'usine LSR

15 Il s'agit d'une option qui devra être considérée, mais qui, même si les conditions et
16 approbations requises sont favorables, ne portera fruit que dans un horizon à plus long
17 terme qui coïncidera davantage avec la période probable de renouvellement de certains
18 autres contrats de transport auprès de TCPL au début des années 2020.

19 En effet, les étapes sont nombreuses avant de pouvoir éventuellement matérialiser un tel
20 projet qui ne devrait être entrepris qu'après avoir effectué la refonte de l'offre interruptible
21 de Gaz Métro, incluant un service super interruptible, et avoir pu constater la nature et
22 l'étendue des outils d'approvisionnement alternatifs qui en découleront. Par la suite, et à
23 la lumière de ce nouveau portrait, Gaz Métro pourra procéder à une évaluation éclairée
24 de l'opportunité d'augmenter la capacité de vaporisation à l'usine LSR. Souvenons-nous,
25 tel que plus amplement expliqué antérieurement dans la preuve², que la refonte du volet

2 Voir la pièce B-0047, Gaz Métro-6, Document 1, pp. 26-27, plus particulièrement la section qui traite de l'analyse combinée des options « ajout de vaporisation » et « ajout d'un volet C »

1 interruptible et l'augmentation de la capacité de vaporisation peuvent avoir des effets inter
2 reliés qui se cannibalisent, en tout ou en partie.

3 Rappelons également que Gaz Métro devra par la suite attendre une éventuelle décision
4 favorable résultant d'un processus d'enquête du BAPE qui pourrait s'échelonner sur une
5 période de 3 années, avant d'investir des ressources financières importantes à la
6 matérialisation de ce projet. Par la suite, la construction d'un tel projet majeur en milieu
7 urbain comportera nombre de défis de taille qui devront soigneusement être planifiés et
8 mitigés afin d'en minimiser les aléas. Gaz Métro, à la lumière des faits exposés
9 précédemment, conclut donc que cette alternative ne pourrait représenter une solution de
10 rechange à des besoins de capacités principalement comblés par des contrats de
11 transport sur le réseau de TCPL, qu'à l'échéance prévue de certains de ceux-ci au début
12 des années 2020.

13 2. Refonte du service interruptible, volet A et B et d'un service super interruptible

14 Dans la décision D-2014-201, la Régie :

15 « [212] (...) **demande au Distributeur de revoir les volets A et B du service**
16 **interruptible et d'examiner la possibilité de mettre en place un volet super**
17 **interruptible. Elle demande donc au Distributeur de déposer une proposition à**
18 **cet effet dans les meilleurs délais. »**

19 Gaz Métro a amorcé son analyse concernant la refonte de l'offre interruptible. Elle
20 déposera dès que possible une solution globale couvrant l'ensemble des volets de ce
21 service, incluant l'option d'un volet super interruptible. Pour l'instant, Gaz Métro croit être
22 en mesure de déposer celle-ci dans le cadre du dossier tarifaire 2016. Réalistement, cette
23 solution globale ne pourra toutefois pas être en vigueur pour l'hiver 2015-2016. En effet,
24 au-delà du processus d'approbation réglementaire, la mise en place de changements aux
25 structures tarifaires exige des modifications aux contrats des clients ainsi que des
26 systèmes informatiques. Selon l'ampleur des changements qui seront proposés, une
27 décision devra être rendue plusieurs mois avant la date d'entrée en vigueur afin de
28 rencontrer les clients, signer les contrats et permettre une facturation adéquate. S'ajoutent
29 à cela des projets informatiques d'envergure actuellement en cours, tels que la refonte
30 des systèmes liés aux approvisionnements gaziers et des améliorations au système de

1 facturation, qui rendent plus complexe des modifications importantes des tarifs à court
2 terme.

3 Une migration d'environ 40 000 GJ/jour entre les services interruptible et continu a eu lieu
4 au cours des dernières années. Une fois la solution globale implantée, un retour de
5 certains de ces clients vers le service interruptible peut être anticipé. Gaz Métro estime
6 toutefois que malgré la bonification de l'offre interruptible, plusieurs clients préféreront
7 demeurer au service continu du fait que l'environnement gazier a évolué et que certains
8 changements perdureront dans le temps.

9 Beaucoup de clients ont fait le choix du service interruptible dans le passé car ils misaient,
10 avec un degré de certitude élevé, sur le fait qu'ils auraient accès à des contrats de gaz
11 d'appoint pour éviter une interruption (GAI) en cas d'interruption. La disponibilité de
12 capacités de transport en excédent sur le réseau de TCPL étant appelée à drastiquement
13 diminuer, sinon disparaître au cours des prochaines années, nombre de clients ne
14 voudront pas assumer un risque important d'être interrompus de façon définitive. Les
15 clients évolueront dans un contexte où il n'y aura probablement pas ou peu de possibilité
16 d'achat de GAI. En effet, avec les conditions exigées par TCPL dans le cadre de son appel
17 d'offres (garantie financière, durée des contrats de 15 ans), il est plausible de croire que
18 les fournisseurs de transport actifs sur le marché secondaire et désireux de contracter du
19 transport primaire seront beaucoup moins nombreux que par le passé d'où le
20 resserrement de l'offre de GAI. L'hiver 2013-2014 a d'ailleurs donné un avant-goût des
21 contraintes de transport en journée de pointe et les impacts sur la disponibilité et sur les
22 prix du service GAI.

23 De plus, les retraits interdits seront fortement pénalisés lors des journées de pointe.
24 Gaz Métro pourrait même se voir dans l'obligation de procéder à une interruption de
25 service dans le cas où un client ne respectait pas les avis d'interruption.

26 Dans ce contexte, la nouvelle offre interruptible pourrait intéresser uniquement les clients
27 possédant une source d'énergie alternative et/ou pouvant réellement s'interrompre
28 lorsque requis, particulièrement en période de pointe.

1 Le nouvel environnement gazier ainsi que le durcissement important des règles
2 d'interruption qui en découleront, limiteront fort probablement le retour de volumes vers le
3 service interruptible, puisque plusieurs clients ne voudront pas prendre le risque d'une
4 réelle interruption de service.

5 Avec les informations disponibles présentement, Gaz Métro estime que les volumes reliés
6 au retour de clients vers un volet interruptible se situeront entre 264 et 528 10³m³/jour
7 (entre 10 000 et 20 000 GJ/jour.)

8 3. Service de pointe fourni par GM GNL

9 Conformément à la décision D-2014-201 (paragr. 217) de la Régie, Gaz Métro déposera
10 à la mi-janvier une analyse plus détaillée relative à l'interruption de la liquéfaction par
11 GM GNL pour répondre à la demande de pointe (dernier outil d'approvisionnement),
12 compensée par un retrait de GNL de l'inventaire réservé à la clientèle de l'activité
13 réglementée (daQ).

14 De prime abord, une telle option semble envisageable pour Gaz Métro. Reste à convenir
15 avec GM GNL des termes selon lesquels elle interromprait son approvisionnement au
16 service continu au bénéfice des autres clients de la daQ. Une entente devra notamment
17 couvrir les frais occasionnés à GM GNL associés à l'arrêt et au redémarrage de son
18 liquéfacteur.

19 Le potentiel de cet outil alternatif serait limité au volume souscrit au service continu que
20 GM GNL aura établi pour les années du plan d'approvisionnement. Cette option pourrait
21 être considérée lorsque le liquéfacteur #2 sera opérationnel, soit pour l'hiver 2016-2017.

22 En fonction du plan d'approvisionnement 2015-2018, un volume souscrit de
23 396 10³m³/jour (15 000 GJ/jour) avait été prévu pour l'année 2017-2018. Tout comme
24 pour la demande, cette information sera révisée afin de refléter la demande projetée de
25 ventes de GNL la plus récente.

26 En résumé, en fonction des informations actuellement disponibles et sujettes à révision pour
27 la mi-janvier pour la solution alternative GNL, le potentiel d'approvisionnement des solutions

1 alternatives se situerait entre 660 10³m³/jour (25 000 GJ/jour) et 923 10³m³/jour
2 (35 000 GJ/jour).

1.3. Capacités à soumissionner auprès de TCPL et Union Gas

Soumission auprès de TCPL

4 Gaz Métro soumet que l'approche prudente, à la lumière de l'environnement gazier
5 hautement incertain en amont de sa franchise et du besoin de sécurité d'approvisionnement
6 recherché par sa clientèle actuelle et future, est d'utiliser le minimum de la plage des
7 approvisionnements rendus disponibles par les solutions alternatives, soit 660 10³m³/jour
8 (25 000 GJ/jour), aux fins du calcul des besoins résiduels à être comblés par l'appel d'offres
9 de TCPL. Cette approche est également tout à fait appropriée lorsque l'on considère :

- 10 1. le degré d'incertitude toujours relié à la concrétisation des solutions alternatives et plus
11 spécifiquement l'option reliée à la refonte du service interruptible et de la création du
12 service super interruptible ;
- 13 2. le caractère ultime de l'appel d'offres de TCPL. Le contexte gazier et le projet d'Énergie
14 Est font en sorte que la croissance des besoins après 2018 pourrait être difficile à
15 approvisionner. Toute demande de construction sera repoussée jusqu'à ce que le total
16 des demandes corresponde à un niveau justifiant les investissements de TCPL.

Soumission auprès d'Union Gas

18 Parallèlement à l'appel d'offres de TCPL, Union Gas effectue également un appel d'offres
19 pour le tronçon Dawn-Parkway avec une date de clôture coïncidant avec celle de l'appel
20 d'offres de TCPL, soit le 30 janvier 2015.

21 Un ajout de capacité entre Dawn et Parkway est requis pour compléter le tronçon entre Dawn
22 et le territoire de Gaz Métro. La capacité requise auprès d'union Gas est évaluée à 101,3 %
23 de la capacité contractée auprès de TCPL afin d'acheminer le gaz de compression à fournir
24 à TCPL au point de livraison Parkway.

1 **Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte de la stratégie d'évaluation des**
2 **capacités de transport à soumissionner auprès de TCPL et Union Gas pour l'année**
3 **2017-2018 incluant la prise en considération des solutions alternatives se situant à**
4 **660 10³m³/jour (25 000 GJ/jour).**

2. CAPACITÉS D'APPROVISIONNEMENT POUR 2015-2016

5 À la suite de la décision D-2014-201, Gaz Métro a appliqué la nouvelle méthode d'évaluation de
6 la demande continue en journée de pointe à la demande projetée pour l'année 2015-2016 qui est
7 présentée dans le plan d'approvisionnement 2015-2018 original³. L'annexe 4 présente le plan
8 révisé. Les besoins additionnels d'approvisionnement sur l'horizon du plan s'élèvent à
9 3 925 10³m³/jour (149 000 GJ/jour).

10 Gaz Métro a réussi à contracter une partie de ces besoins de façon temporaire par l'ajout de
11 capacités de transport auprès de TCPL et d'une transaction sur le marché secondaire. Le tableau
12 suivant détaille ces nouvelles transactions.

Type d'approvisionnement	Quantité		Période	
	GJ/jour	10 ³ m ³ /jour	Début	Fin
Transport primaire FTLH				
GMIT EDA - non renouvelable	31 255	825	2015-11-01	2016-10-31
GMIT NDA - non renouvelable	3 100	82	2014-11-01	2016-10-31
GMIT NDA - renouvelable	4 900	129	2014-11-01	2017-10-31
Transport secondaire				
Empress - GMIT EDA	20 000	528	2014-10-01	2016-10-31
Empress - GMIT EDA	21 101	557	2015-11-01	2016-10-31
Total contracté	80 356	2 121		

13 Ainsi, en fonction de la demande projetée pour l'année 2015-2016, dans le cadre du plan
14 d'approvisionnement 2015-2018 et des capacités déjà contractées, les approvisionnements
15 manquants afin de répondre à la demande continue en journée de pointe s'élèvent à
16 1 804 10³m³/jour (= 3 925 – 2 121).

3 Cette demande projetée pour l'année 2015-2016 se trouve à la pièce Gaz Métro-7, Document 1, p.58, Tableau 18

1 Gaz Métro déposera, à la mi-janvier 2015 un plan révisé pour l'année 2017-2018. Considérant
2 les courts délais, elle ne sera pas en mesure de présenter en même temps un plan révisé pour
3 les années 2015-2016 et 2016-2017, concentrant le travail sur l'année 2017-2018. Toutefois, lors
4 de la révision budgétaire 0-12 de l'année financière 2014-2015, Gaz Métro a déjà identifié une
5 croissance des besoins de pointe de l'ordre de 462 10³m³/jour (17 500 GJ/jour) qui devrait se
6 maintenir dans le futur. Il est à noter que cette croissance imprévue dans le plan
7 d'approvisionnement 2015-2018 déposé en juin 2014 s'explique principalement par des
8 migrations de clients au service interruptible vers le service continu dans les semaines
9 subséquentes au dépôt. De surcroît, en fonction des informations préliminaires, Gaz Métro
10 prévoit une croissance de la demande continue supérieure à celle identifiée lors de la révision
11 budgétaire de l'année 2014-2015.

12 En prenant compte de ce besoin additionnel déjà identifié en 2014-2015, les approvisionnements
13 totaux manquants pour l'année 2015-2016 s'élèvent à 2 266 10³m³/jour (= 1 804 + 462).

14 Comme mentionné à la section 1.2, les options alternatives analysées ne peuvent être mises en
15 application pour l'hiver 2015-2016 et donc ne peuvent être envisagées pour réduire les
16 approvisionnements manquants pour l'année 2015-2016. D'autre part, en date du 16 décembre
17 2014, aucune capacité n'est mise en disponibilité par TCPL sur le marché primaire vers
18 GMIT EDA. Gaz Métro devra donc contracter ces approvisionnements sur le marché secondaire.
19 Comme décrit au plan d'approvisionnement 2015-2018⁴, il y a très peu de joueurs qui détiennent
20 de la capacité vers GMIT EDA. Considérant sa connaissance du marché actuel, Gaz Métro juge
21 qu'il serait imprudent de ne pas contracter à court terme ces capacités manquantes afin d'assurer
22 la suffisance des approvisionnements de sa clientèle. Elle contractera donc les
23 approvisionnements manquants identifiés à ce jour, soit 2 266 10³m³/jour (86 000 GJ/jour), pour
24 l'année 2015-2016.

Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte de son plan d'approvisionnement révisé pour l'année 2015-2016 et de l'autoriser à contracter les capacités de transport requises pour répondre aux besoins de la journée de pointe pour l'année 2015-2016 de ce plan d'approvisionnement révisé.

4 B-0258, Gaz Métro-7, Document 1, section 7.2 p. 82

1 Lors du dépôt du plan d’approvisionnement 2016-2019 prévu au printemps 2015, les besoins
2 d’approvisionnement seront définis plus précisément. Selon le constat effectué à ce moment
3 précis, Gaz Métro proposera la meilleure approche à préconiser pour sécuriser les
4 approvisionnements gaziers afin de répondre à la demande supplémentaire de la clientèle.

3. CAPACITÉS D’APPROVISIONNEMENT POUR 2016-2017

5 À la suite de la décision D-2014-201, Gaz Métro a appliqué la nouvelle méthode d’évaluation de
6 la demande continue en journée de pointe à la demande projetée pour l’année 2016-2017 qui est
7 présentée dans le plan d’approvisionnement 2015-2018 original⁵. L’annexe 5 présente le plan
8 révisé. Les besoins additionnels d’approvisionnement s’élèvent à 4 141 10³m³/jour
9 (156 900 GJ/jour).

10 Tout comme pour l’analyse de l’année 2015-2016, la croissance des besoins de pointe identifiée
11 lors de la révision budgétaire 0-12 de l’année financière 2014-2015, soit 462 10³m³/jour
12 (17 500 GJ/jour) est ajoutée, amenant les besoins additionnels d’approvisionnement à
13 4 603 10³m³/jour (174 400 GJ/jour). Gaz Métro réfère la Régie à la section 2 des présentes en
14 ce qui a trait aux explications supportant cette augmentation de 462 10³m³/jour.

15 Une partie de ces besoins est comblée par les capacités additionnelles prévues dans les
16 « Precedent Agreement » conclus avec TCPL et non incluses aux capacités de FTSH (Parkway-
17 EDA), ligne 38 de l’annexe 5, soit 3 787 10³m³/jour (143 500 GJ/jour).

18 Considérant les avis de renouvellements déjà communiqués à TCPL et relatifs aux capacités
19 fermes de transport, une quantité de 53 10³m³/jour (2 000 GJ/jour) sera disponible vers
20 GMIT NDA en plus de celles identifiées à la ligne 32 de l’annexe 5.

21 Ainsi, les approvisionnements manquants pour l’année 2016-2017 peuvent être, à ce jour,
22 estimés à 763 10³m³/jour (= 4 603 - 3 787 - 53).

23 Considérant l’analyse des options alternatives présentées à la section 1.2, Gaz Métro a estimé à
24 528 10³m³/jour (20 000 GJ/jour)⁶ les approvisionnements potentiels reliés aux options alternatives

5 Cette demande projetée pour l’année 2016-2017 se trouve à la pièce Gaz Métro-7, Document 1, p. 58, Tableau 18

6 La réduction des approvisionnements potentiels découle de l’application du volume souscrit de GM GNL pour l’année 2016-2017 qui est fixé à 264 10³m³/jour au lieu de 396 10³m³/jour

1 pouvant être considérées comme atteignables dès l'hiver 2016-2017. Il en résulterait donc une
2 déficience nette d'approvisionnement de 235 10³m³/jour (8 900 GJ/jour). Compte tenu du bas
3 niveau manquant, Gaz Métro attendra le dépôt du plan d'approvisionnement 2015-2019 et le
4 développement de la nouvelle offre interruptible avant d'acquérir des capacités de transport
5 supplémentaires sur le marché secondaire pour répondre aux besoins d'approvisionnement
6 identifiés pour l'année 2016-2017.

Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte de son plan d'approvisionnement révisé pour l'année 2016-2017.

CONCLUSION

7 Gaz Métro a commencé un processus formel de mise à jour de la prévision de la demande pour
8 identifier les nouveaux besoins pour l'année 2017-2018 par rapport à ceux présentés dans le
9 plan d'approvisionnement 2015-2018 déposé en juin 2014 dans le cadre du présent dossier.
10 Ainsi, vers la mi-janvier 2015, Gaz Métro déposera à la Régie un plan d'approvisionnement
11 2017-2018 révisé qui permettra d'évaluer plus précisément les quantités à soumissionner auprès
12 de TCPL et Union Gas selon la stratégie détaillée à la section 1 du présent document.

13 Ce dépôt détaillera entre autres les éléments suivants :

- 14 • la prévision des livraisons et la variation versus les livraisons projetées lors du dépôt
15 initial du plan d'approvisionnement ;
- 16 • le plan d'approvisionnement selon une présentation similaire à celle utilisée aux annexes
17 4 et 5, ainsi que le niveau des approvisionnements manquants ;
- 18 • une mise à jour des approvisionnements provenant de la solution alternative GNL afin
19 de refléter la demande projetée de ventes de GNL la plus récente ; et
- 20 • les capacités de transport que Gaz Métro proposera de contracter dans les appels
21 d'offres de TCPL et d'Union Gas.

22 La date de fin des appels d'offres de TCPL et d'Union Gas est fixée au 30 janvier 2015. Ainsi, le
23 délai entre le dépôt de la pièce de Gaz Métro qui détaillera les capacités à soumissionner et la

1 date de fin des soumissions est très court. Gaz Métro doit avoir une décision de la Régie au plus
2 tard le 28 janvier pour lui permettre de finaliser sa soumission à l'intérieur des délais imposés par
3 TCPL et Union Gas.

4 Les plans d'approvisionnement des années 2015-2016 et 2016-2017, déposés en juin 2014, ont
5 été révisés en fonction de la décision D-2014-201 de la Régie. Les sections 2 et 3 du présent
6 document détaillent les stratégies d'approvisionnement propres à chaque année.

7 Plus spécifiquement, pour l'année 2015-2016, Gaz Métro croit qu'il est prudent de contracter le
8 plus tôt possible les approvisionnements gaziers manquants déjà identifiés.

9 Quant à l'année 2016-2017, Gaz Métro suggère d'attendre l'analyse plus spécifique et la mise
10 en place des options alternatives identifiées qui peuvent être mises de l'avant potentiellement au
11 1^{er} octobre 2016, et répondre au besoin identifié, avant de contracter des approvisionnements
12 sur le marché secondaire.

ANNEXES

13 Annexe 1 : TransCanada's Firm Transportation - New Capacity Open Season - December 12,
14 2014 to January 30, 2015

15 Annexe 2 : Union Gas - Dawn to Parkway Firm Transportation Open Season

16 Annexe 3 : Intragaz - Réponse à la question soulevée par la Régie de l'énergie dans sa décision
17 D-2014-201

18 Annexe 4 : Plan d'approvisionnement 2015-2016 révisé à la suite de la décision D-2014-201

19 Annexe 5 : Plan d'approvisionnement 2016-2017 révisé à la suite de la décision D-2014-201

TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season

December 12, 2014 to January 30, 2015

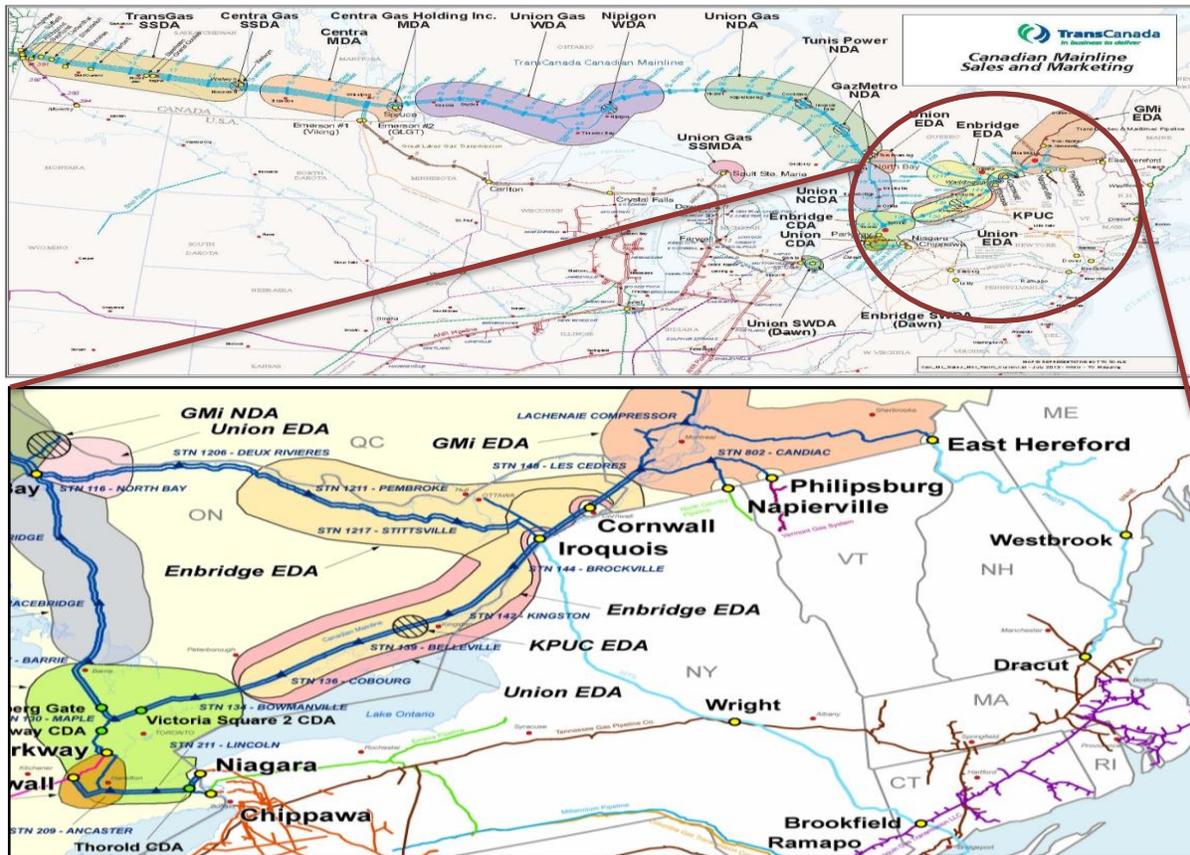
TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada") is pleased to announce that it is holding a new capacity open season for new firm transportation service on the Canadian Mainline System (Figure 1), with a targeted in-service date of November 1, 2017 (the "2017 NCOS"). Earlier start dates may be available on certain paths. This 2017 NCOS, requiring a minimum 15 year contract, is in response to shipper requests and is in accordance with the framework, tolls and tariff recently approved by the National Energy Board ("NEB") in its [Letter Decision](#) dated November 28, 2014 relating to TransCanada's RH-001-2014 [Application](#).

The 2017 NCOS will serve Canadian and northeast U.S. markets and will provide shippers with an opportunity to:

- Obtain additional short haul firm transportation service ("SH Contracts");
- Access new supply basins in the east;
- Obtain additional long haul firm transportation service ("LH Contracts");
- Convert LH Contracts to SH Contracts ("LH to SH Conversion"); and
- Obtain a new firm service called Enhanced Market Balancing Service (EMB Service).

Shippers who currently rely on non-firm or non-renewable transportation service directly through TransCanada or a third party are strongly encouraged to participate in this 2017 NCOS. Shippers should contact their Customer Account Manager if they have any questions with respect to this open season.

Figure 1 – Mainline System



TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season



New Services Offered

Service is offered in this 2017 NCOS under the following toll schedules:

Firm Transportation (FT), Short Notice Balancing (SNB), Firm Transportation-Short Notice (FT-SN), and Enhanced Market Balancing (EMB) toll schedules.

TransCanada is soliciting service requests from Empress, Niagara Falls, Chippawa, Parkway and Iroquois receipt points to any valid delivery point on the Mainline System. Requests for new firm transportation service are to be submitted using TransCanada's [new capacity open season bid form](#). TransCanada will coordinate this 2017 NCOS with a Union Gas open season. TransCanada does not anticipate acquiring any new transportation capacity on Union and therefore, shippers requiring service on the Union system should contract with Union directly.

In addition, shippers will also have the opportunity to submit bids to convert LH Contracts to SH Contracts. Requests for LH to SH Conversion are to be submitted using the [LH to SH Conversion bid form](#).

Minimum Term:

A minimum term of 15 years is required to support the new facilities for the services.

Transportation Tolls:

The applied for tolls which appear in TransCanada's RH-001-2014 Application have been approved and will be implemented on January 1, 2015 on an interim basis. TransCanada is required to provide a RH-001-2014 Compliance Filing prior to March 31, 2015, which may result in adjusted tolls based on updated forecasts of Mainline System's revenue requirement and billing determinants. Once the RH-001-2014 Compliance tolls are approved, they will remain in place to at least December 31, 2017.

Interim tolls for several paths are listed below in Table 1. Tolls for additional paths can be found in the Second Amendment to Appendix D in the RH-001-2014 [Application](#). Please note interim tolls listed do not include a Delivery Pressure Charge, which applies at certain delivery locations, or an Abandonment Surcharge (proposed 2015 Abandonment Surcharge [found here](#)).

Table 1:

Receipt Point	Delivery Point	FT Toll (\$/GJ)
Empress	Enbridge EDA	\$1.9097
Empress	Union EDA	\$1.9511
Union Parkway Belt	Enbridge CDA	\$0.1897
Union Parkway Belt	Enbridge EDA	\$0.4888
Union Parkway Belt	Union NDA	\$0.5456
Union Parkway Belt	Union EDA	\$0.3817
Union Parkway Belt	KPUC EDA	\$0.3671
Union Parkway Belt	GMIT EDA	\$0.6277
Union Parkway Belt	East Hereford	\$0.7735
Iroquois	GMI EDA	\$0.3022
Iroquois	East Hereford	\$0.4481
Niagara Falls	Kirkwall	\$0.2171
Chippawa	Kirkwall	\$0.2189

TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season



Coordinated Open Seasons

The following interconnecting pipeline companies will also be offering capacity to align with this 2017 NCOS:

- Portland Natural Gas Transmission System
- Iroquois Gas Transmission System
- Union Gas Limited

Commercial Terms of the 2017 NCOS:

This 2017 NCOS and the provision of service hereunder, are subject to the following terms and conditions:

<p>Acceptable NEB Approval of the RH-001-2014 Application</p>	<p>The RH-001-2014 Application has been largely approved by the NEB on terms and conditions as set out in the NEB Letter Decision dated November 28, 2014. The NEB has indicated its Reasons for Decision will be released on or before December 18, 2014. After reviewing the Reasons for Decision, it is anticipated that the Parties to the Settlement Agreement dated October 31, 2013 (the "Settlement Agreement") will agree that the NEB approval constitutes an Acceptable Approval pursuant to the Settlement Agreement forming the basis of the RH-001-2014 Application, such that the Settlement Agreement will remain intact. An Acceptable Approval would provide the conditions needed for TransCanada to construct additional facilities that may be required as a result of the 2017 NCOS. If the Parties to the Settlement Agreement determine that an Acceptable Approval has not been obtained, TransCanada may withdraw this 2017 NCOS.</p>
<p>NEB Approval of 2017 NCOS Facilities & Service</p>	<p>TransCanada will require internal and external approvals, including any regulatory approvals that it determines necessary to construct facilities and provide the service as a result of this 2017 NCOS, all on terms and conditions satisfactory to TransCanada in its sole discretion.</p>
<p>Transportation by Other (TBO) Capacity</p>	<p>TransCanada may obtain, prior to the New Service Start Date of the requested service, transportation service on other pipeline systems that it determines necessary ("TBO Capacity") on terms and conditions acceptable to TransCanada in its sole discretion.</p>
<p>Conditional Bidding</p>	<p>Bids may be conditioned on TransCanada's acceptance of another TransCanada bid submitted in this 2017 NCOS.</p>
<p>Minimum Acceptable Quantity</p>	<p>Service Applicants may specify a minimum acceptable quantity in the event that TransCanada needs to prorate the New Capacity.</p>

TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season



<p>Notification to Service Applicants and Allocation of Capacity</p>	<p>TransCanada will notify all Successful Bidders within fifteen (15) Banking Days of the close of the 2017 NCOS.</p> <p>All bids received will be evaluated pursuant to the Transportation Access Procedures (“TAPs”) in place at the close of this open season.</p>
<p>Rejection of Bids</p>	<p>TransCanada reserves the right to reject a bid if TransCanada determines that the quantity bid on a path does not meet minimum requirements to justify the construction of new facilities.</p>
<p>LH to SH Conversion bids</p>	<p>LH to SH Conversion bids are subject to the following additional terms and conditions:</p> <ul style="list-style-type: none"> • LH Contracts must be for FT service; • LH Contracts can be converted to SH Contracts for FT, FT-SN or EMB service; • The term of the SH Contract will be for a minimum term of 15 years; • The date of commencement will be the New Service Start Date; • The delivery point for the SH Contract and the LH Contract must be the same; • The SH Contract receipt point must be located in the Eastern Triangle and the delivery point can be anywhere on the Mainline System; • Service Applicant may convert all or a portion of their LH Contract; and • Service Applicant must sign a Precedent Agreement and a Financial Assurances Agreement within 30 days of receipt from TransCanada. <p>Shippers considering a LH to SH Conversion should contact their Customer Account Manager to discuss the requirements.</p>
<p>New Service Start Dates</p>	<p>New Service Start Dates are subject to a number of factors that may limit capacity or delay the New Service Start Date including without limitation:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) aggregate new requests for service being greater than expected; 2) requests requiring TBO Capacity; 3) delays in TransCanada receiving any required regulatory approvals; and 4) delays in construction.
<p>Requirement for Upstream and/or Downstream Capacity</p>	<p>Service Applicant shall within five (5) business days of TransCanada’s request demonstrate, to TransCanada’s satisfaction, that Service Applicant has an equivalent amount of upstream and/or downstream pipeline capacity.</p>
<p>Precedent Agreement and Financial Assurances</p>	<p>Successful Bidders will have thirty (30) days to execute the Precedent Agreement and a Financial Assurances Agreement (where determined to be necessary) once it</p>

TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season



	<p>is received from TransCanada.</p> <p>TransCanada requires acceptable financial assurances (where determined to be necessary) in support of the Precedent Agreement, five (5) Banking Days from a Successful Bidder receiving a Financial Assurances Request. If TransCanada has requested a Financial Assurance Request and the Successful Bidder does not comply with the request, they will be deemed to have withdrawn their Bid. By submitting a bid a Service Applicant acknowledges that it will comply with this request.</p>
<p>Deposit Information and Procedure</p>	<p>A Bid Deposit is required for each individual Bid Form equal to the lesser of:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Two (2) months of demand charges for the maximum capacity set out on the Bid Form, calculated based on the Amended Settlement tolls; or (b) \$50,000 CAD <p>New Service Applicants (those who do not currently hold a contract with TransCanada) are required to provide the Bid Deposit within two (2) Banking Days of the close of the 2017 NCOS. Bid deposits for New Service Applicants will not be returned if the Precedent Agreement and Financial Assurances Agreement are not executed.</p> <p>Service Applicants who currently hold a transportation service contract with TransCanada are not required to submit the Bid Deposit upon bidding, however, if offered the capacity and the Precedent Agreement and Financial Assurances Agreement are not executed the Bid Deposit fee will be charged to the Existing Service Applicants existing transportation account.</p>
<p>Supporting Documentation for New Services</p>	<p>For bids in this 2017 NCOS, Successful Bidders must provide supporting documentation for their requested service as set out in the NEB Filing Manual in order to qualify as acceptable bids under the TAPs. This information must be provided to TransCanada within five (5) Banking Days from the date the Successful Bidder receives a Precedent Agreement from TransCanada. Successful Bidders are encouraged to contact their Customer Account Manager to discuss filing requirements. Such information will form the basis of TransCanada's NEB application.</p> <p>Information provided by Successful Bidders will be held on a confidential basis up to the time of a regulatory application to the NEB. The Successful Bidder acknowledges and agrees that TransCanada may use any such information it determines necessary in its NEB application. Any specific requirements for confidentiality will be addressed on an individual basis.</p>
<p>Other Terms and Conditions of the Open Season</p>	<p>TransCanada may, in its sole discretion, require other terms and conditions which will be included in the Precedent Agreement provided to the Successful Bidder. For</p>

TransCanada's Firm Transportation New Capacity Open Season



	<p>additional terms, conditions and information please refer to the TAPs. Any uppercase term not defined herein will have the meaning given to it in the TAPs or in the Settlement Agreement.</p>
<p>GST Procedures for FT, FT-SN, or SNB – For Export Points Only</p>	<p>TransCanada is required to charge the Goods and Services Tax (GST) or Harmonized Sales Tax (HST), whichever is applicable, on transportation of gas that is consumed in Canada. Shippers may zero-rate GST or HST on contracts intended to serve an export market by making a Declaration on the nomination line in NrG Highway. Shippers may also provide a monthly Declaration for any Unutilized Demand Charges (UDC). For more information, please see GST/HST Procedures.</p>

Questions:

For inquiries regarding this 2017 NCOS please direct questions to your Mainline Customer Account Manager.

Calgary	
Gordon Betts	403.920.6834
Michael Mazier	403.920.2651
Toronto	
Amelia Cheung	416.869.2115
Lisa DeAbreu	416.869.2171
Catherine Young	416.869.2159

This Open Season closes at 11:00 am. Mountain Standard Time on January 30, 2014.

Paper bid forms can be found at the following links:

- [Modified Paper Bid Form](#)
- [Conversion Paper Bid Form](#)

Please fax completed bids to 403-920-2343



Dawn to Parkway Firm Transportation Open Season

Accessing liquid, diverse, abundant supply sources

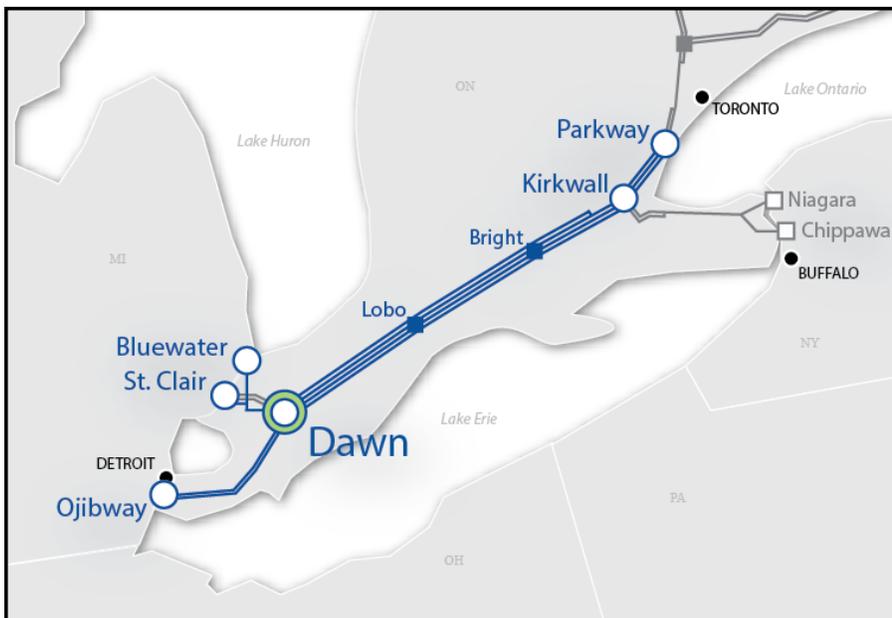
December 12, 2014

Union Gas is holding a binding open season for incremental firm capacity of up to 650,000 GJ/d beginning in 2017 and 550,000 GJ/d beginning in 2018 along the following transportation paths:

- (a) Dawn to Parkway;
- (b) Dawn to Kirkwall; and
- (c) Kirkwall to Parkway.

Union Gas is also offering the flexible M12-X Firm Transportation Service between Dawn, Parkway, and Kirkwall. This service provides shippers with the flexibility to transport gas between the three interconnects on Union Gas' system in any direction on a firm basis.

The binding open season closes and all bids are due on or before 1:00 PM Eastern Time, January 30, 2015. Union Gas will contact all responding parties who meet the requirements of the binding open season on or before February 6, 2015. Union Gas expects to award capacity on or before February 20, 2015.



The binding open season offers firm access to not only the liquidity and diversity of the Dawn Hub, but also access to Marcellus supplies from Dawn, Niagara and Chippawa. Customers in eastern Canada and the U.S. Northeast can access these supply points by aligning Union Gas transportation service with capacity on TransCanada and interconnecting systems in the United States.

The Dawn Hub, one of the fastest growing market hubs in North America, is the largest integrated natural gas storage facility in Canada and one of the biggest in North America. Storage and transmission facilities at the Dawn

Hub are fully integrated into the North American supply and transportation system providing shippers with price stability, diversity and security of supply.

M12 Dawn to Parkway / Dawn to Kirkwall / Kirkwall to Parkway Firm Transportation Service
Total Capacity Available: up to 650,000 GJ/d starting in 2017*, 550,000 GJ/d starting in 2018
Start Date(s): November 1, 2017 or November 1, 2018
Term: Minimum of 15 Years
Receipt Point(s): Dawn or Kirkwall
Delivery Point: Kirkwall or Parkway
Rate: Service is proposed to be in accordance with the Union Gas M12 Rate Schedule
Fuel: As per M12 tariff, subject to quarterly YCR Adjustment. M12 Rate Schedule
<ul style="list-style-type: none"> • Standard Contract • M12 Rate Schedule

M12-X Firm Transportation Service
Total Capacity Available: up to 650,000 GJ/d starting in 2017*, 550,000 GJ/d starting in 2018**
Start Date: November 1, 2017 or November 1, 2018
Term: Minimum of 15 Years
Receipt Point(s): Dawn, Parkway, Kirkwall
Delivery Point: Dawn (Facilities), Parkway, Kirkwall
Rate: Service is proposed to be in accordance with the Union Gas M12-X Rate Schedule
Fuel: As per M12 tariff, subject to quarterly YCR Adjustment. M12-X Rate Schedule
<ul style="list-style-type: none"> • Standard Contract • M12-X Rate Schedule

*Capacity available for M12-X and M12 Firm Transportation service is 650,000 GJ/d combined.

** Capacity available for M12-X Firm Transportation service for 2017 and 2018 combined is 750,000 GJ/d

Submitting a Binding Bid for Service

Union Gas, at its sole discretion, reserves the right to reject any and all proposals received, terminate the open season, or modify or extend the open season or related documents. All capacity requests that meet the respective service parameters during this open season will be awarded as per Union Gas' Allocation Procedures in Section XVI of the Union Gas M12 tariff [General Terms and Conditions](#), starting with those bids with the highest economic value. If the economic values of two or more independent bids are equal, then service shall be allocated on a pro-rata basis. The economic value shall be based on the net present value which shall be calculated based on the proposed per unit rate and the proposed term of the contract and without regard to the proposed contract demand.

Any suggested conditions precedent proposed by the shipper should be clearly articulated and attached to the bid form and will be considered during the capacity allocation process. Successful bidders will be expected to enter into a definitive Precedent Agreement with Union Gas within 30 days of awarding the binding open season capacity.

A Financial Backstopping Agreement might also be required. The need for such an agreement will be determined by the facilities required to provide the transportation service requested by the shipper. If costs are incurred prior to the shipper or Union Gas waiving their conditions precedent, the shipper will be required to backstop their pro-rated costs until the conditions precedent are waived or satisfied. Contact your account manager or Lucian Bratu (email: lbratu@uniongas.com phone: (519) 436-4551) to discuss the Financial Backstopping Agreement in more detail.

Any party wishing to submit a bid for M12/M12-X service should complete, sign and return the appropriate Firm Transportation Bid Form by email or fax to Lucian Bratu:

Email: lbratu@uniongas.com

Fax: (519) 436-4643



UNION GAS M12 FIRM TRANSPORTATION SERVICE BID FORM

Please complete and submit this bid form on or before 1:00 PM, EDT, on January 30, 2015.

This is a binding bid, subject to specified conditions precedent. By submitting this form, Shipper irrevocably commits to enter into a firm transportation contract, a related Precedent Agreement and potentially a Financial Backstopping Agreement. The purpose of this open season is for Union Gas to determine the facility design requirements to support market needs. Union Gas will determine whether or not to proceed with offering any of the services defined in this open season based on the assessment of the results from this open season.

Shippers may submit more than one bid form. Please indicate your requirements below:

Firm Transportation Binding Bid

Receipt Point (select one per bid):

Delivery Point (select one per bid):

Start Date (select one per bid):

November 1, 2017

November 1, 2018

Quantity (GJ/d):

Term (Years, 15 year minimum ending October 31):

Bidder Information:

Shipper Legal Name:

Contact Person:

Telephone Number:

Email Address:

Is the bid subject to any conditions precedent in addition to the standard preconditions in Section XXI of Union Gas' [M12 General Terms and Conditions](#)? If so, please articulate those conditions here:

Date (mm/dd/yyyy):

Signature: _____



Trois-Rivières, le 15 décembre 2014

Monsieur Vincent Regnault
Directeur par intérim
Approvisionnement gaziers
Gaz Métro
1717, rue du Havre
Montréal (Québec)
H2K 2X3

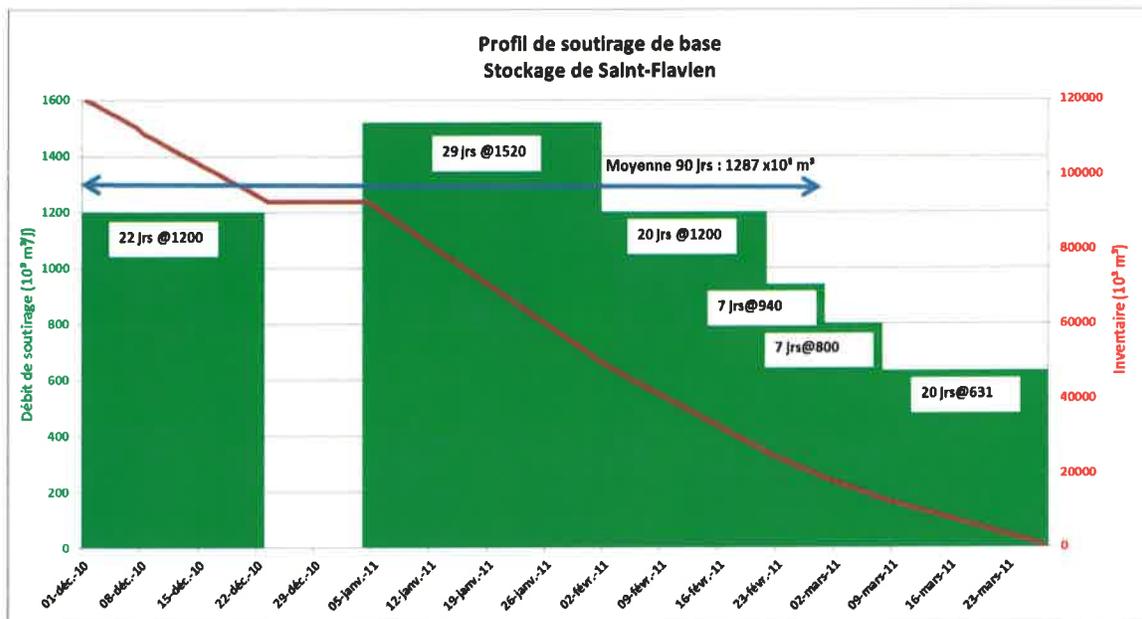
Objet : Réponse à la question soulevée par la Régie de l'énergie dans sa décision D-2014-201

Monsieur Regnault,

À travers les années, Intragaz a optimisé l'utilisation du réservoir et des installations de surface du site de stockage de Saint-Flavien. De concert avec Gaz Métro, plusieurs scénarios ont été modélisés et expérimentés dans le but de saisir le meilleur des caractéristiques inhérentes au stockage.

Ainsi, le profil de soutirage de base retenu depuis 2007 répondait à des critères spécifiques demandés par Gaz Métro, soit de prévoir un arrêt durant le temps des Fêtes pendant lequel, historiquement, la demande est très faible et de maximiser prioritairement les volumes de janvier correspondant à la période la plus probable des pointes hivernales.

Le volume maximal livrable en janvier a donc été optimisé, passant de 1 450 10³m³ en 2007 à 1 480 10³m³ de 2008 à 2010, puis à 1 520 10³m³ depuis 2011. Le profil de soutirage utilisé depuis 2011 est présenté ci-après avec la moyenne livrée sur 90 jours de 1 287 10³m³/jour.



Original: 2014.12.17

Gaz Métro - 7, Document 7

Le volume de $1\,520\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ pour le mois de janvier a été établi en tenant compte des contraintes naturelles du réservoir (se référer à la réponse à la question 7. de la demande de renseignements de la FCEI dans le dossier R-3879-2014 à la pièce B 0129, Gaz Métro-11, Document 3) et du besoin de maintenir une marge opérationnelle suffisante pour assurer le service.

L'augmentation du volume de janvier ne permettrait pas à Intragaz de garantir son service en tout temps, d'une part, et comporterait également un risque de ne pas être en mesure de rencontrer les performances du profil prévu. En effet, l'hiver 2014 a été une année où Intragaz a permis une utilisation soutenue en dehors du profil de base et elle a pu constater un certain essoufflement du réservoir. Dans les faits, la marge de manœuvre opérationnelle en fin de soutirage est devenue presque nulle à la fin de 2014 en ayant trop sollicité le réservoir à la fin janvier et en février en raison d'un hiver très froid.

En conclusion, en fonction des caractéristiques physiques du site de Saint-Flavien, la capacité maximale de retrait en janvier, considérant un arrêt durant la période des Fêtes, est de $1\,520\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.



Rock Marois
Président

RM/mcd

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2015-2016 RÉVISÉ
À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2014-201

		<i>Hiver</i>	<i>Été</i>	<i>Total</i>
		(1)	(2)	(3)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>				
1	Continue	3 088	2 339	5 427
2	Interruptible	254	190	445
3	Gaz d'appoint	3	4	7
4	Client biogaz en réseau dédié	12	15	27
5	<i>Sous-total</i>	3 357	2 549	5 906
6	Interruptions	-21	0	-21
7	Autres	50	29	79
8	Ventes GNL	18	34	52
9	TOTAL	3 404	2 612	6 016
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>				
10	Transport			
11	FTLH (primaire & secondaire)	1 353	1 906	3 259
12	Transport par échange de Empress	487	396	883
13	Transport fourni par les clients	47	62	109
14	Transport gaz d'appoint	3	4	7
15	FTLH non utilisé	0	0	0
16	<i>Transport Emp-GMI</i>	1 890	2 367	4 257
17	Achats dans le territoire	0	0	0
18	Achats à Dawn (GR)	1 099	626	1 725
19	Achats à Dawn (AD)	0	0	0
20	Biogaz	12	15	27
21	Autres	0	0	0
22	Retraits - injections	403	-397	7
23	TOTAL	3 404	2 612	6 016
<u>ENTREPOSAGE (Capacité)</u>				
			(PJ)	(10⁶m³)
24	LSR (daQ)		2,1	54,3
25	Pointe-du-Lac		0,9	22,7
26	Saint-Flavien		4,5	120,0
27	Union Gas		13,2	349,0
28	TOTAL		20,7	546,0
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</u>				
			(TJ/j)	(10³m³/j)
29	Journée de pointe - continue		1 279	33 758
30	Besoins hiver extrême		1 210	31 929
31	Maximum		1 279	33 758
Approvisionnements				
32	FTLH (primaire & secondaire)		322	8 509
33	Transport par échange (EMP - GMIT)		0	0
34	Achats dans le territoire		0	0
35	Transport clients & biogaz		15	397
36	FTSH (Dawn - EDA)		110	2 903
37	Transport par échange (Dawn - EDA)		82	2 164
38	FTSH (Parkway - EDA)		65	1 715
39	STS		216	5 705
40	Pointe-du-Lac *		45	1 196
41	Saint-Flavien *		57	1 515
42	LSR (vaporisation) *		217	5 729
43	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)		1 130	29 833
44	Provision additionnelle avant achat / (vente)		-149	-3 924
45	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (I.44/ I.43)		-13,2%	-13,2%
46	Achat / (vente) de transport a priori		149	3 925
47	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)		1 279	33 759
48	Provision additionnelle après achat / (vente)		0	1
49	% du total approvisionnements après achat / (vente) (I.48/ I.47)			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 2016-2017 RÉVISÉ
À LA SUITE DE LA DÉCISION D-2014-201

	<i>Hiver</i> (1)	<i>Été</i> (2)	<i>Total</i> (3)
<u>DEMANDE (10⁶ m³)</u>			
1	Continue	3 135	5 530
2	Interruptible	229	399
3	Gaz d'appoint	6	14
4	Client biogaz en réseau dédié	12	27
5	<i>Sous-total</i>	3 382	5 970
6	Interruptions	-11	-11
7	Autres	75	116
8	Ventes GNL	44	107
9	TOTAL	3 490	6 182
<u>APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)</u>			
10	Transport		
11	FTLH (primaire & secondaire)	438	1 245
12	Transport par échange de Empress	36	94
13	Transport fourni par les clients	47	108
14	Transport gaz d'appoint	6	14
15	FTLH non utilisé	0	-48
16	<i>Transport Emp-GMI</i>	526	1 413
17	Achats dans le territoire	0	0
18	Achats à Dawn (GR)	979	1 197
19	Achats à Dawn (AD)	1 584	3 540
20	Biogaz	12	27
21	Autres	0	0
22	Retraits - injections	388	5
23	TOTAL	3 490	6 182
<u>ENTREPOSAGE (Capacité)</u>			
		(PJ)	(10⁶m³)
24	LSR (daQ)	2,0	52,5
25	Pointe-du-Lac	0,9	22,7
26	Saint-Flavien	4,5	120,0
27	Union Gas	13,2	349,0
28	TOTAL	20,6	544,2
<u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT</u>			
		(TJ/j)	(10³m³/j)
29	Journée de pointe - continue	1 327	35 024
30	Besoins hiver extrême	1 240	32 739
31	Maximum	1 327	35 024
Approvisionnements			
32	FTLH (primaire & secondaire)	108	2 845
33	Transport par échange (EMP - GMIT)	0	0
34	Achats dans le territoire	0	0
35	Transport clients & biogaz	15	397
36	FTSH (Dawn - EDA)	110	2 903
37	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164
38	FTSH (Parkway - EDA)	319	8 432
39	STS	216	5 705
40	Pointe-du-Lac *	45	1 196
41	Saint-Flavien *	57	1 515
42	LSR (vaporisation) *	217	5 729
43	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 170	30 886
44	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-157	-4 138
45	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (I.44/ I.43)	-13,4%	-13,4%
46	Achat / (vente) de transport a priori	157	4 141
47	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 327	35 027
48	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	2
49	% du total approvisionnements après achat / (vente) (I.48/ I.47)		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.