

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n^o1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

**Évaluation du programme de rabais à la consommation (PRC)
et du programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC)**

Référence : Gaz Métro-3, Document 4, page 16, Tableau 3

Question :

1.1 Veuillez expliquer les raisons de la hausse importante des sommes versées par le PRRC en 2010.

Réponse :

La hausse s'explique par une offensive commerciale en 2010 qui n'avait jamais eu lieu auparavant. En effet, dans le cadre des stratégies de maintien de la clientèle, il a été décidé de bonifier le PRRC. Des campagnes de bonification du PRRC ont eu lieu dans les marchés résidentiel et affaires au cours de l'année financière 2009-2010.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

**Évaluation du programme de rabais à la consommation (PRC)
et du programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC)**

Référence : Gaz Métro-3, Document 4, page 25, tableau 7, Annexe A (Rapport Abscisse Recherche du 21 mars 2011), page 16

Question :

2.1 Dans l'annexe A (Rapport Abscisse Recherche du 21 mars 2011), la définition suivante du terme taux d'opportunisme est donnée :

La définition usuelle du taux d'opportunistes est la suivante :

- *Les opportunistes se définissent comme étant des clients qui ont participé au programme et qui ont profité d'une aide financière quelconque mais qui auraient quand même agit identiquement dans l'éventualité où aucune aide financière ne leur aurait été octroyée (source : Consortium for Energy Efficiency, 2010).*
- *La définition que l'on retrouve dans le PGEÉ de Gaz Métro est la suivante : « Un opportuniste est un individu ou une entreprise qui se prévaut d'une aide (financière, technique ou autre) offerte par un programme d'efficacité alors qu'il aurait ou avait l'intention d'implanter la mesure d'efficacité énergétique visée par le programme de toute façon, sans participer au programme (source : Révisions des méthodologies d'évaluation des effets de distorsion des programmes du PGEÉ de Gaz Métro », Bureau d'Études Zarrifa Inc. et Extract recherche marketing, avril 2010).*

Alors lorsqu'au tableau 7 de la page 25 du rapport principal, il est inscrit que 42,8 % des répondants auraient acquis la même résidence alimentée au gaz naturel suite à l'abolition du PRC, doit-on conclure qu'il s'agit d'opportunisme ?

Réponse :

Non, il ne s'agit d'opportunisme.

Question :

2.2 Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Le tableau 7 du rapport présente les résultats de l'analyse de la sensibilité des clients en fonction des scénarios de diminution ainsi que de l'abolition du PRC ou du PRRC. Ces résultats ne sont pas des taux d'opportunisme.

Le taux d'opportunisme est mesuré à partir de la méthode de calcul du taux d'opportunisme du PGEÉ qui a été appliquée par la firme Abscisse Recherche. Cette méthode qui mesure l'effet d'opportunisme à partir de plusieurs variables a été jugée opportune par la Régie de l'énergie¹.

Pour de plus amples détails quant à la méthode de calcul du taux d'opportunisme, vous pouvez vous référer à la réponse à la question 1 de la FCEI.

Question :

- 2.3** Même deux questions quant au tableau 11 de la page 35. S'agit-il d'opportunisme ? Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Non, il ne s'agit d'opportunisme.

Le tableau 11 du rapport présente les résultats de l'analyse de la sensibilité des clients en fonction des scénarios de diminution ainsi que de l'abolition du PRC ou du PRRC. Ces résultats ne sont pas des taux d'opportunisme.

Le taux d'opportunisme est mesuré à partir de la méthode de calcul du taux d'opportunisme du PGEÉ qui a été appliquée par la firme Abscisse Recherche. Cette méthode qui mesure l'effet d'opportunisme à partir de plusieurs variables a été jugée opportune par la Régie de l'énergie.

Pour de plus amples détails, quant à la méthode de calcul du taux d'opportunisme, vous pouvez vous référer à la réponse à la question 1 de la FCEI.

Question :

- 2.4** Même deux questions quant au tableau 24 de la page 55. S'agit-il d'opportunisme ? Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Non, il ne s'agit d'opportunisme.

¹ Rapport de la Régie, Suivi 2011 des évaluations des programmes du PGEÉ et du FEÉ de Gaz Métro, 28 avril 2011

Le tableau 24 du rapport présente les résultats de l'analyse de la sensibilité des clients en fonction des scénarios de diminution ainsi que de l'abolition du PRC ou du PRRC. Ces résultats ne sont pas des taux d'opportunisme.

Le taux d'opportunisme est mesuré à partir de la méthode de calcul du taux d'opportunisme du PGEÉ qui a été appliquée par la firme Abscisse Recherche. Cette méthode qui mesure l'effet d'opportunisme à partir de plusieurs variables a été jugée opportune par la Régie de l'énergie.

Pour de plus amples détails, quant à la méthode de calcul du taux d'opportunisme, vous pouvez vous référer à la réponse à la question 1 de la FCEI.

Question :

- 2.5** Même deux questions quant au tableau 40 de la page 83. S'agit-il d'opportunisme ? Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Non, il ne s'agit d'opportunisme.

Le tableau 40 du rapport présente les résultats de l'analyse de la sensibilité des clients en fonction des scénarios de diminution ainsi que de l'abolition du PRC ou du PRRC. Ces résultats ne sont pas des taux d'opportunisme.

Le taux d'opportunisme est mesuré à partir de la méthode de calcul du taux d'opportunisme du PGEÉ qui a été appliquée par la firme Abscisse Recherche. Cette méthode qui mesure l'effet d'opportunisme à partir de plusieurs variables a été jugée opportune par la Régie de l'énergie.

Pour de plus amples détails, quant à la méthode de calcul du taux d'opportunisme, vous pouvez vous référer à la réponse à la question 1 de la FCEI.

Question :

- 2.6** Même deux questions quant au tableau 53 de la page 102. S'agit-il d'opportunisme ? Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Non, il ne s'agit d'opportunisme.

Le tableau 53 du rapport présente les résultats de l'analyse de la sensibilité des clients en fonction des scénarios de diminution ainsi que de l'abolition du PRC ou du PRRC. Ces résultats ne sont pas des taux d'opportunisme.

Le taux d'opportunisme est mesuré à partir de la méthode de calcul du taux d'opportunisme du PGEÉ qui a été appliquée par la firme Abscisse Recherche. Cette méthode qui mesure l'effet d'opportunisme à partir de plusieurs variables a été jugée opportune par la Régie de l'énergie.

Pour de plus amples détails, quant à la méthode de calcul du taux d'opportunisme, vous pouvez vous référer à la réponse à la question 1 de la FCEI.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

**Évaluation du programme de rabais à la consommation (PRC)
et du programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC)**

Référence : Gaz Métro-3, Document 4, tableau 63 (page 117), tableau 64 (page 118), tableau 65 (page 120), tableau 66 (page 123) et tableau 67 (page 129)

Question :

3.1 Dans les tableaux précités est-ce que les montants représentant l'effet tarifaire de perte de clients, d'économie de PRC ou de PRRC et l'effet tarifaire net ont été actualisés ?

Réponse :

Oui, les montants ont été actualisés.

Question :

3.2 Si oui, avec quel taux d'actualisation?

Réponse :

Le taux d'actualisation est le taux en capital prospectif, lequel taux est utilisé, par Gaz Métro, dans le calcul des revenus requis. Le taux utilisé dans l'analyse pour le PRC/PRRC est celui de 2009-2010, soit 6,57 %.

Question :

3.3 Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Ne s'applique pas.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

**Évaluation du programme de rabais à la consommation (PRC)
et du programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC)**

Référence : Gaz Métro-3, Document 4, page 129, fin de la conclusion numéro 1

Préambule :

De plus, une proportion non négligeable croit, à tort, que le coût d'utilisation de la source est aussi plus élevé au gaz naturel, alors que la situation concurrentielle de cette source était compétitive dans tous les marchés au moment de l'étude et ce, depuis un certain temps.

Question :

4.1 Veuillez expliquer ce que Gaz Métro entend faire pour contrer la méconnaissance que ses clients ont de la situation concurrentielle réelle du gaz naturel?

Réponse :

Gaz Métro a décidé en 2009, suite à la constatation du pourcentage de clients qui croyait, à tort, que l'électricité était moins chère et considérant la stabilité anticipée des prix du gaz naturel, de contrer la méconnaissance de ses clients de la situation concurrentielle du gaz naturel. L'entreprise a lancé la campagne « dix à zéro » qui illustre l'avantage concurrentiel du gaz naturel depuis une dizaine d'années dans le marché affaires. En 2010, elle a lancé, dans cette même logique, la campagne « onze à zéro » et en 2011 elle a lancé la campagne « Choisir d'économiser », toujours en mettant à l'avant-plan la compétitivité du gaz naturel. Gaz Métro a constaté une amélioration de la perception du prix du gaz naturel par rapport à l'électricité. Par contre, un fort pourcentage de clients croit encore que le gaz naturel est moins concurrentiel par rapport à l'électricité. Gaz Métro veut continuer à réaliser des actions ciblées telles que des envois postaux adressés tant aux clients actuels et potentiels, des campagnes de communication « grand public », des campagnes de relations publiques et des activités médias de divers ordres dans le but de continuer à contrer cette méconnaissance.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

**Évaluation du programme de rabais à la consommation (PRC)
et du programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC)**

Référence : Gaz Métro-3, Document 4, annexe A, page 80

Préambule :

En ce qui concerne le secteur des édifices à bureaux, la problématique provient de la présence d'Hydro-Québec. L'entreprise d'État offre des subventions importantes qu'il s'agisse d'une conversion, d'un ajout de volume ou d'une nouvelle construction et ce, dans le cadre de son plan en efficacité énergétique.

Question :

5.1 En référence, il est indiqué que Gaz Métro subit la concurrence du PGEÉ d'Hydro-Québec Distribution. Est-ce que vous avez tenu compte dans votre analyse de la synergie entre le PGEÉ de Gaz Métro et les programmes PRC et PRRC?

Réponse :

La mention, selon laquelle Gaz Métro subit la concurrence du PGEÉ d'Hydro-Québec Distribution provient des perceptions des représentants ventes de l'entreprise.

Gaz Métro n'a pas tenu compte dans son analyse de la potentielle synergie entre le PGEÉ de Gaz Métro et les programmes de PRC et de PRRC étant donné que l'évaluation portait sur les programmes de PRC et de PRRC.

Le PGEÉ et les programmes de PRC et de PRRC ont des buts différents. Le PGEÉ vise l'installation d'appareils à haute efficacité énergétique en vue d'économiser de l'énergie tandis que les programmes de PRC et de PRRC ont pour but de favoriser la consommation de gaz naturel par l'installation ou le remplacement d'équipement à gaz naturel.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n°1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

Le plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2012-2014

Référence : Gaz Métro-4, Document 1, page 9, carte

Question :

- 6.1** Aux fins de la question suivante, veuillez confirmer que le point *Iroquois* indiqué sur la carte produite en référence est bien le point *Waddington*, situé à l'extrémité nord du gazoduc Iroquois et le reliant au réseau TCPL. Veuillez spécifier la différence entre les deux points le cas échéant.

Réponse :

Gaz Métro confirme. Iroquois est le nom du point de livraison utilisé par TCPL situé géographiquement à Waddington.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n°1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

Le plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2012-2014

Référence : (i) Gaz Métro-4, Document 1 de la page 14 (ligne 8) à la page 15 (ligne 2) et page 21, note 8
(ii) Gaz Métro-4, Document 1, page 20, lignes 16-19

Préambule :

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

Bien que ces projets ne verront pas tous le jour, il est clair que l'industrie se prépare à de très grands changements qui auront un effet sur la dynamique régionale de marché. Par exemple, le gaz de shale de Marcellus déplacera des volumes de gaz qui parvenaient auparavant du Canada. Il est probable aussi que l'Ontario et le Québec deviennent des marchés potentiels pour le gaz de Marcellus.

(8) Bentek, Market Alert, March 2010.

(ii) *Gaz Métro s'intéresse tout particulièrement au 46 développement des réserves de Marcellus et de Utica en raison de leur localisation. Ces deux secteurs pourraient devenir, à plus ou moins brève échéance, de nouvelles sources d'approvisionnement pour le Québec.*
[Souligné en caractère gras par nous]

Question :

7.1 Veuillez déposer le document cité dans la référence (i), **BENTEK**, *Market Alert*, March 2010. S'agit-il du rapport « *Beast in the East* »?

Réponse :

Le *Market Alert*, March 2010 de Bentek, annexé au document, est un résumé du rapport « *Beast in the East* ». Le rapport « *Beast in the East* » ne peut être déposé car il est protégé par des droits d'auteur.

Question :

- 7.2 Ce document de Bentek date de mars 2010 et avait déjà été cité, mot pour mot, par Gaz Métro l'an dernier dans sa preuve (**GAZ MÉTRO**, Dossier R-3720-2010, Pièce B-22 v.r. Gaz Métro-4 Document 1, page 15 et 23, note infrapaginale 12). Suite aux nombreux changements intervenus depuis lors, dont le moratoire *de facto* dans l'état de New York, le mandat d'étude fédéral confié à l'EPA, le resserrement de la législation environnementale et relative à la disposition et au traitement des eaux de rejet dans plusieurs États, les projets de lois visant à imposer des redevances (*severance tax*) sur la valeur du gaz extrait en Pennsylvanie et la réévaluation à la baisse des réserves économiquement exploitables de gaz de schiste pouvant résulter notamment de ces facteurs, ne disposez-vous pas d'évaluations plus récentes des perspectives de marché du gaz de shale de Marcellus qui tiennent compte de ces nouveaux facteurs ? Si oui, veuillez les déposer.

Réponse :

L'étude de Bentek tient compte de la plupart des facteurs énumérés, notamment l'augmentation des « severance tax » et le resserrement de la législation relative aux eaux de rejets. Les facteurs énumérés pourraient éventuellement avoir un effet à la hausse sur les coûts de production du gaz naturel et, selon Bentek, peuvent constituer une contrainte à la croissance du gaz de shale.

Gaz Métro ne possède aucune nouvelle étude sur les perspectives du gaz de shale de Marcellus qui tiennent compte des facteurs énumérés.

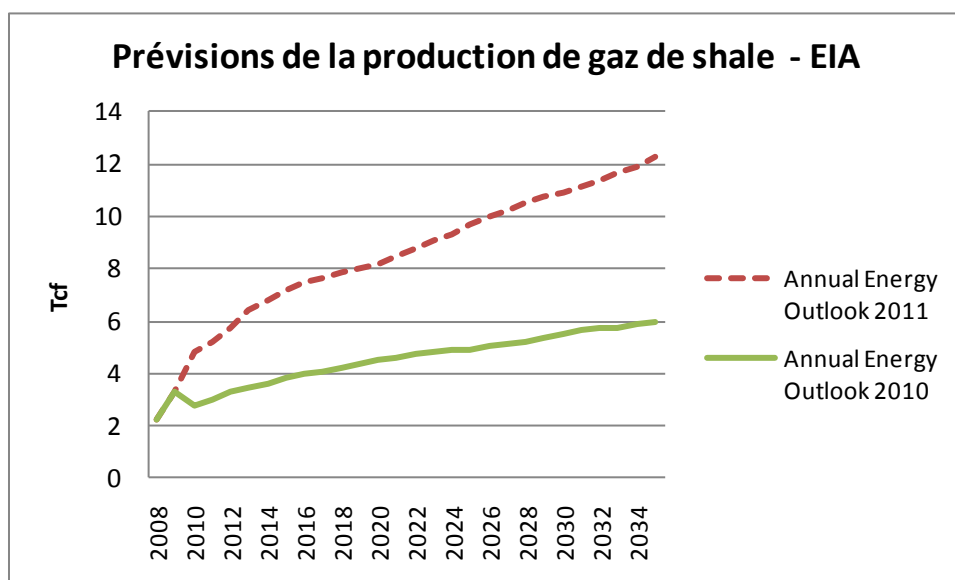
Question :

- 7.3 Veuillez indiquer votre propre appréciation quant au risque que posent les facteurs énumérés à la sous-question précédente sur les perspectives de marché du gaz, en termes de volumes et de prix du gaz.

Réponse :

Jusqu'à maintenant, la production de gaz de shale aux États-Unis est toujours en croissance. Les forages sont en baisse mais cette baisse est, selon toute vraisemblance, attribuable à la faiblesse des prix du gaz et à l'attrait de la production pétrolière en raison de la force des prix relatifs du pétrole.

Il est à noter que l'*Energy Information Administration* a doublé sa prévision de production de gaz de shale dans son édition 2011 du « Annual Energy Outlook » par rapport à son édition de 2010.



Source : Site internet d'EIA

Question :

- 7.4 Veuillez énumérer les projets d'expansion de gazoducs canadiens ou états-uniens, reliés directement ou indirectement à la production de Marcellus, qui pourraient se traduire par une importation de gaz de schiste de Marcellus dans les marchés de l'est canadien dont le Québec à GMi EDA ? Dans chaque cas, veuillez spécifier l'entreprise concernée, la date prévue de mise en service et les volumes de gaz de schiste de Marcellus pouvant ainsi être transportés.

Réponse :

À la connaissance de Gaz Métro, quatre projets pourraient se traduire par une importation éventuelle de gaz de Marcellus dans les marchés de l'est canadien :

1. The Empire Tioga County Extension, dont le promoteur est *Empire Pipeline*. La date de mise en service est l'automne 2011. La capacité est de 200 mmpc par jour.
2. Le Northern Access Expansion, dont le promoteur est l'entreprise *National Fuel Gas*. La date de mise en service est prévue pour novembre 2012. La capacité est de 320 mmpc par jour.
3. Le Northeast Supply Diversification Project, dont le promoteur est l'entreprise *Tennessee Gas Pipeline Company*. La date de mise en service est prévue pour novembre 2012. La capacité est de 250 mmpc par jour.
4. Le projet NYMarc de *Iroquois Gas Transmission System*. La date de mise en service est prévue pour l'automne 2014. La capacité initiale est de 500 mmpc par jour.

Il est important de noter que ces projets ne sont pas nécessairement additifs et qu'on ne peut conclure qu'ils serviront nécessairement à acheminer du gaz en sol canadien.

Question :

- 7.5** Le 17 novembre 2009, *Iroquois* annonçait la mise en service prévue le 1^{er} novembre 2014 de son projet de gazoduc *NYMarc* qui permettrait d'injecter du gaz de schiste de Marcellus dans son gazoduc existant *Iroquois* à la hauteur de Pleasant Valley afin d'alimenter notamment en direction sud la ville de New York (http://www.iroquois.com/documents/Iroquois_NYMarcOS_PR.pdf). Selon votre compréhension, est-il envisagé que ce projet permette également le transport d'un tel gaz dans le gazoduc *Iroquois* en direction nord (de Pleasant Valley à Waddington) ce qui donnerait accès aux marchés de l'est canadien dont le Québec à GMi EDA ?

Réponse :

C'est effectivement l'intention des promoteurs du projet *NYMarc* :

« Once on the Iroquois mainline, NYMarc volumes could access a variety of markets. At Pleasant Valley, NYMarc could augment existing Western Canadian Sedimentary Basin supplies. Backhauling volume north would provide support to communities in northern New York, New England via Tennessee Gas 200 Line, and eastern Canada via TransCanada Pipeline »

Source : *NYMarc* Brochure sur le site internet de *Iroquois Gas Transmission System*

Question :

- 7.6** A l'occasion de l'*open season* (période de consultation du marché en vue de décider des investissements industriels) sur le projet *NYMarc* tenue en 2009-2010 ou à quelque occasion par la suite, Gaz Métro a-t-elle exprimé à *Iroquois* son intérêt pour acquérir de la capacité de transport sur *NYMarc* et/ou sur *Iroquois* (de Pleasant Valley à Waddington) ou a-t-elle entrepris quelque démarche pour réserver une telle capacité ? Si oui les décrire.

Réponse :

Non.

Question :

- 7.7** Selon la compréhension de Gaz Métro, l'importation de gaz par *Iroquois* de Pleasant Valley à Waddington, après mise en service de *NYMarc*, présenterait-elle des contraintes de congestion en hiver, susceptibles de justifier un transport par FTSH direction sud et un entreposage d'été de ce gaz à Dawn pour réinjection en hiver vers le Québec (GMi EDA) par FTSH direction nord ?

Réponse :

Gaz Métro ignore quels seront les flots gaziers sur le gazoduc. Une congestion en hiver lui semble cependant peu probable en raison de la capacité initiale du projet NYMarc.

Question :

- 7.8** Au dossier R-3720-2010, n.s. 8 sept. 2010, pp. 257 ss., Q 206 et suiv., en réponse à la Régie, vous affirmiez que le refus de TCPL d'offrir en vente ses capacités de transport excédentaires sur le tronçon Waddington (*Iroquois*)-GMi EDA constituait actuellement un obstacle à la capacité de Gaz Métro de s'approvisionner par Iroquois. Nous constatons que TCPL n'a toujours pas rendu de capacité disponible sur Waddington-GMi EDA (**GAZ MÉTRO**, Dossier R-3752-2011, Pièce B-0029, Gaz Métro-4, Doc. 1, pp. 57-58). Quel est l'état actuel de la situation, des discussions et des perspectives à ce sujet ?

Réponse :

Les discussions sont toujours en cours avec TCPL, De plus, un processus de refonte majeure de la tarification du réseau de TCPL est en cours, ce qui entre également en ligne de compte dans les négociations entre les parties.

Question :

- 7.9** Existe-t-il des démarches devant des régulateurs, par Gaz Métro ou d'autres, en vue de se plaindre du refus de TCPL d'offrir en vente ses capacités de transport excédentaires sur le tronçon Waddington (*Iroquois*)-GMi EDA ? Si oui les spécifier, avec numéro des dossiers et des pièces et pages concernées et les liens internet à ces pièces. Veuillez de la même manière indiquer, avec références aux pièces et aux pages et liens internet, les résultats de ces démarches.

Réponse :

Non.

Question :

- 7.10** Dans quelle mesure la mise en disponibilité par TCPL de capacités sur le tronçon Waddington (*Iroquois*)-GMi EDA modifierait-elle votre stratégie quant au volume de renouvellement de capacités d'entreposage à Dawn (*Union Gas*) ou quant à la revente des capacités qui y seraient déjà contractées ?

Réponse :

À la section 7 de la pièce Gaz Métro-4, Document 1, Gaz Métro décrit sa stratégie d'approvisionnement sur l'horizon du plan. L'élément principal limitant ses actions est l'obligation des clients en achat direct qui utilisent le transport du distributeur de livrer leur gaz naturel à Empress, telle que prévue aux *Condition de service et Tarif*, et qui, en conséquence, oblige Gaz Métro à détenir de la capacité de transport entre Empress et GMi EDA.

Ainsi, même si TCPL mettait de la capacité disponible sur le tronçon Waddington-GMi EDA, à court terme, Gaz Métro ne pourrait pas la contracter pour remplacer du transport Empress-GMi EDA.

En ce qui concerne l'entreposage chez Union Gas, Gaz Métro a précisé dans sa stratégie son intention de renouveler sa capacité. Il s'agit d'un outil qui est très flexible en terme de débit journalier permettant plus facilement une modulation en cours de journée gazière via les diverses fenêtres de nomination. Ainsi, malgré un déplacement de la structure d'approvisionnement plus près de la franchise, le besoin d'entreposage demeurerait requis pour faire face aux besoins opérationnels.

Question :

- 7.11** Le refus de TCPL de mettre en disponibilité des capacités supplémentaires s'applique-t-il aussi à l'ensemble des tronçons FTSH en aval de Dawn (comme le laisse entendre **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3752-2010, Pièce B-0067, Gaz Métro-12, Document 2, page 5 (lignes 18-22) et page 6 (lignes 21-25)) ? Si oui, veuillez spécifier et répondre, en les adaptant, aux mêmes trois-sous questions qui précèdent quant à ces tronçons.

Réponse :

Veuillez-vous référer à la pièce Gaz Métro-4, Document 1.9, en réponse à la question 2.1 de la FCEI quant à la disponibilité des capacités sur les tronçons FTSH en aval de Dawn.

Gaz Métro n'a pas entrepris de démarche auprès de régulateurs.

La réponse à la question 7.10 relative à la stratégie d'approvisionnement de Gaz Métro s'applique à l'ensemble des tronçons en aval de Dawn.

Question :

- 7.12** Veuillez identifier les gazoducs déjà existants (et les projets d'expansion de gazoducs états-unis) permettant l'importation de gaz de schiste de Marcellus à Dawn ? Veuillez dans chaque cas spécifier l'entreprise concernée, si ces gazoducs sont déjà existants ou, le cas échéant, la date prévue de mise en service et les volumes de gaz de schiste

de Marcellus pouvant ainsi être transportés. Entre autres, nous comprenons qu'une partie du projet de gazoduc NYMarc servirait aussi à cette fonction.

Réponse :

Les portes d'entrée éventuelles pour le gaz de Marcellus au Canada sont les interconnexions de TCPL à Niagara et à Waddington.

Les projets *Empire Tioga County Extension*, *Northern Access Expansion*, *Northeast Supply Diversification* décrits à la réponse 7.4 serviront à transporter du gaz de Marcellus vers Niagara. Quand au projet NYMarc, si le flot est inversé sur Iroquois, le gaz de Marcellus pourra être transporté jusqu'à Waddington.

Du côté canadien, Union Gas a procédé à un appel de proposition pour différents nouveaux services visant notamment le transport du gaz naturel entre Kirkwall et Parkway et entre Kirkwall et Dawn et ce dans toutes les directions. Kirkwall est situé au sud de Parkway et est relié au point de livraison Niagara sur le réseau de TCPL. Ces nouveaux services seront disponibles en novembre 2012 et en novembre 2013.

Question :

7.13 *Questerre* affirme que 20 % du gaz consommé au Québec constitue déjà du gaz de schiste américain (si nous comprenons bien en raison du transit par Dawn). Veuillez commenter. (Source : **Michael BINNION (pour QUESTERRE)**, Présentation aux actionnaires, Oslo Norvège, le 19 mai 2011, <http://presenter.qbrick.com/?pguid=d414a6a0-6f2d-4a3f-a9c5-5c333860cb05>, vidéo, voir de 18m36s à 25m49s).

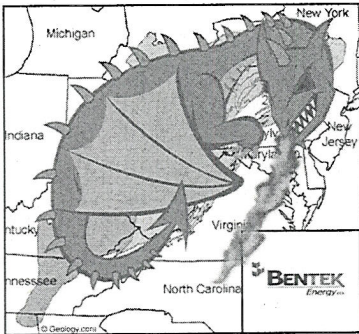
Réponse :

Gaz Métro ne connaît pas les sources du gaz naturel présent à Dawn.

Announcing: New Market Alert

The Beast in the East™

To Subscribe to the Full Report
Contact: John Lange (303) 988-1320



Marcellus Shale Poised to Disrupt U.S. Natural Gas Market

- Natural gas production from the Marcellus Shale in the Appalachian Basin is expected to reach between 4-6 Bcf/d by 2014.
- This growth will result in a supply displacement domino effect across North America.
- Northeast price premiums will shrink as multiple new pipelines relieve regional transportation constraints.
- Price spreads to the Northeast from western Canada, the Rockies and the Southeast Gulf are expected to tighten dramatically.

The dramatic changes in natural gas price relationships and market dynamics that have taken place across North America over the last two years have been fundamentally driven by unconventional gas production growth and the pipeline construction necessary to accommodate that growth. However, equally significant changes are still to come as the Marcellus Shale producing area in the Appalachian Basin grows into a dominant source of supply in the upcoming five years.

This "Beast in the East" is expected to grow 0.6 Bcf/d this year alone, as compared with average 2009 production. Even a very conservative projection of Marcellus production growth leads to average Appalachian Basin production forecast of 4.0 Bcf/d in 2014 compared to about 2.2 Bcf/d in 2009. BENTEK's aggressive growth case shows total Appalachian Basin production reaching more than 6.0 Bcf/d by 2014.

To support this rapid growth, the gas industry is developing or has announced more than 30 gas pipeline expansion projects in the Northeast. In total, these projects would add more than 12 Bcf/d of gathering, short-haul and long-haul pipeline transportation capacity to markets and pipeline interconnects in the region. Several of these projects likely will not be completed, but even if a few are constructed, this new capacity can be expected to have a major impact on the dynamics of regional gas flow patterns and capacity utilization.

As Marcellus production increases and new pipeline capacity to move the growing supply to regional markets is completed, there will be widespread displacement of traditional supply arriving from Canada, the Southeast/Gulf, the Rockies and Midcontinent producing areas, as well as LNG imports (see Fig. 1). These developments will drive widespread changes in regional prices, basis relationships and in the value of firm pipeline transportation contracts (see Fig. 1).

This report details the compelling economic factors supporting Marcellus production growth, as well as the challenges and risks faced by regional producers. How producers, Northeast gas utilities, pipelines and midstream operators handle these challenges will determine the pace at which Marcellus production will grow, and its impact on markets in the Northeast and across the continent.

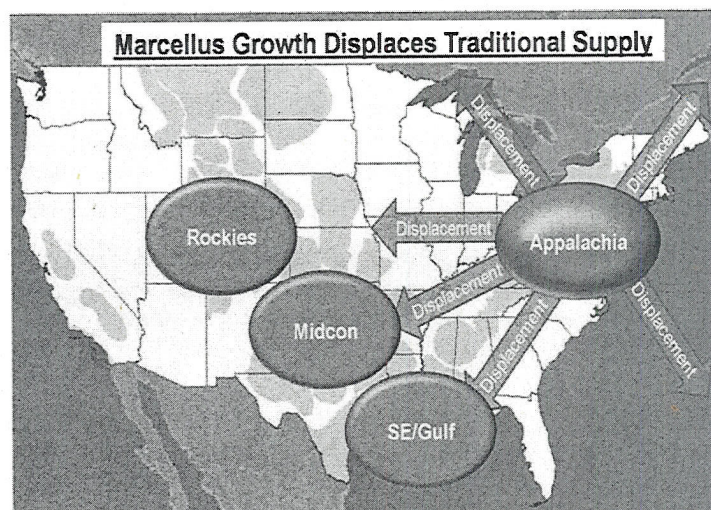


Figure 1 – The Beast in the East emerges

BENTEK's **Beast in the East** Market Alert is a 39-page comprehensive analysis of these market developments and includes an analysis of the six topics listed below. A subscription includes an early-bird edition of the report, a presentation of the report findings by a senior BENTEK executive or analyst, and access for one year to BENTEK's Northeast Observer and Northeast Production Monitor.

To order this report, please contact your BENTEK representative, call BENTEK Sales at 303-988-1320 or email John Lange at jlange@bentekenergy.com.

Conclusions from the Beast in the East:

- **The Shale Revolution** – Shale gas production has grown from 3% of total U.S. gas supply in 2005 to 20% in early 2010. Low “breakeven” drilling economics, which are the lowest costs at which producers decide whether to bring wells onstream, have enabled unconventional gas producers to continue increasing supply even at prices that are less than \$4. In many conventional production areas, production costs are \$1-\$2 more than the costs of production in new unconventional plays, such as the Marcellus, Haynesville, Fayetteville and Woodford shales.
- **Pipeline Construction Surge** – The shift toward this more economic supply source, however, has required substantial changes in U.S. pipeline infrastructure. More than 40 Bcf/d of new gas pipeline capacity has been added to the U.S. grid in only the last three years. Among these expansions were several major pipelines, including Rockies Express, Gulf Crossing, Midcontinent Express and others, that alleviated longstanding West-to-East pipeline constraints. These projects had major market impacts, including a dramatic increase in western basis and downward pressure on prices and basis in eastern markets and, most importantly, on the Henry Hub. Henry Hub prices plummeted as increasing unconventional supply was dumped into the Hub's lap.
- **Regional Pricing** – With more unconventional production from the Marcellus and dozens of proposed pipeline projects, Premium Northeast prices and basis is next in line to face substantial downward pressure. The last bastion of premium basis is expected to collapse, putting gas markets from coast to coast on a more level playing field.
- **Regional Supply Displacement** – Just like the REX pipeline to Clarington, OH, that upended traditional sources of supplies and markets throughout the eastern United States, the Marcellus development will put pressure on REX flows and other pipelines to the region with an even broader impact.
- **Transportation Risks** – Over the long term, long-haul decontracting could become a problem for pipelines because Northeast utilities and large end-users will not rely as much on supply from other regions, resulting in lower utilization of long-haul pipeline space and potentially lower pipeline revenue from reservation and pipeline usage charges.
- **International Impact** – Not only will there be an impact on U.S. markets, but international gas flows will feel the effect of unconventional shale gas production. Growth in shale gas production could significantly reduce the need for Canadian and LNG imports.

DISCLAIMER. THIS REPORT IS FURNISHED ON AN "AS IS" BASIS. BENTEK DOES NOT WARRANT THE ACCURACY OR CORRECTNESS OF THE REPORT OR THE INFORMATION CONTAINED THEREIN. BENTEK MAKES NO WARRANTY, EXPRESS OR IMPLIED, AS TO THE USE OF ANY INFORMATION CONTAINED IN THIS REPORT IN CONNECTION WITH TRADING OF COMMODITIES, EQUITIES, FUTURES, OPTIONS OR ANY OTHER USE. BENTEK MAKES NO EXPRESS OR IMPLIED WARRANTIES AND EXPRESSLY DISCLAIMS ALL WARRANTIES OF MERCHANTABILITY OR FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE.

RELEASE AND LIMITATION OF LIABILITY: IN NO EVENT SHALL BENTEK BE LIABLE FOR ANY DIRECT, INDIRECT, SPECIAL, INCIDENTAL, OR CONSEQUENTIAL DAMAGES (INCLUDING LOST PROFIT) ARISING OUT OF OR RELATED TO THE ACCURACY OR CORRECTNESS OF THIS REPORT OR THE INFORMATION CONTAINED THEREIN, WHETHER BASED ON WARRANTY, CONTRACT, TORT OR ANY OTHER LEGAL THEORY.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n°1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

Le plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2012-2014

- Référence :**
- (i) Gaz Métro-4, Document 7, page 1
 - (ii) Gaz Métro-4, Document 1, page 6, lignes 15-16
 - (iii) Gaz Métro-4, Document 1, de la page 60 (ligne 25) à la page 61 (ligne)
 - (iv) Dossier R-3752-2011, Phase 2, Pièce B-0067, Gaz Métro-12, Document 2, page 5, lignes 2-4
 - (v) Gaz Métro-4, Document 1, page 20, ligne 9

Préambule :

- (i) Ligne 3 : *Demande en biogaz de 13 10⁶m³ en hiver et de 18 10⁶m³, pour un total annuel de 30 10⁶m³ en 2011-2012.*

Ligne 29 : Approvisionnement en biogaz de 13 10⁶m³ en hiver et de 18 10⁶m³, pour un total annuel de 30 10⁶m³ en 2011-2012.

- (ii) *Achat de fourniture de gaz naturel de 26 10³m³/jour directement dans le territoire de Gaz Métro auprès d'un producteur en biogaz.*
- (iii) *Toujours dans la perspective d'une diversification de ses approvisionnements, Gaz Métro suit de près le développement du gaz de shale de l'Utica sur la rive sud du Saint-Laurent, entre Québec et Montréal, ainsi que le développement de l'industrie du gaz naturel renouvelable au Québec.*

*Relativement à ce dernier créneau, **Gaz Métro a convenu d'un contrat d'achat de fourniture de gaz naturel auprès d'un producteur de biogaz pour une quantité de 26 10³m³/jour.** Ce contrat, d'une durée initiale d'un an, a pris effet le 1^{er} novembre 2010. Étant donné qu'il a été convenu en avril 2010, Gaz Métro a pu décontracter une quantité équivalente de transport FTLH auprès de TCPL dès le 1^{er} novembre 2010. Gaz Métro a considéré qu'une transaction similaire serait contractée à nouveau dans sa structure d'approvisionnement du plan triennal. [Souligné en caractère gras par nous]*

- (iv) *même s'il semble actuellement peu probable que des projets de gaz de shale voient rapidement le jour au Québec, il n'en est pas de même pour les projets de biométhane, dont certains sont déjà en production [Souligné en caractère gras par nous]*

- (v) *un appui au développement de l'industrie du gaz naturel renouvelable au Québec [Souligné en caractère gras par nous]*

Question :

- 8.1 Veuillez confirmer que la demande en biogaz dont il est question à la référence (i), ligne 3, concerne exclusivement la demande du client *Cascades Groupe Papiers Fins inc.* à Saint-Jérôme, dans le réseau dédié Sainte-Sophie-Saint-Jérôme. A défaut, veuillez expliquer et nommer le(s) client(s) visé(s).

Réponse :

Gaz Métro confirme.

Question :

- 8.2 Veuillez confirmer que l'approvisionnement en biogaz dont il est question à la référence (i), ligne 29, concerne exclusivement l'approvisionnement en biogaz par le site d'enfouissement de Sainte-Sophie dans le réseau dédié Sainte-Sophie-Saint-Jérôme. A défaut, veuillez expliquer et nommer les fournisseurs de biogaz visés.

Réponse :

Gaz Métro confirme.

Question :

- 8.3 Pourquoi est-il fait mention de cette demande et de cet approvisionnement dans cette pièce, étant donné que cette vente de biogaz par réseau dédié n'est plus réglementée par la Régie selon la *Loi* ?

Réponse :

Malgré le fait que la vente de biogaz n'est plus réglementée, le client *Cascades Groupe Papiers Fins Inc.* est un client de Gaz Métro en ce qui a trait au service de distribution. La projection de ses volumes est intégrée dans les livraisons de gaz naturel des petit et moyen débits dans l'horizon 2012-2014. Si la demande est incluse dans les livraisons, la partie approvisionnement doit également être intégrée afin d'avoir l'équilibre entre les deux notions, les approvisionnements doivent balancer avec la demande.

Le traitement est similaire pour les clients qui détiennent leur propre service de transport. Les volumes projetés étant inclus dans les livraisons, l'approvisionnement qu'ils fournissent doit alors être considéré comme un outil.

Question :

- 8.4 Veuillez nommer le producteur de biogaz décrit aux références (ii) et (iii) quant au contrat d'approvisionnement d'une durée d'un an, depuis le 1^{er} novembre 2010, pour

une quantité de 26 10³m³/jour. S'agit-il du même approvisionnement en réseau dédié que celui décrit aux trois sous-questions qui précèdent dans le réseau dédié Sainte-Sophie-Saint-Jérôme ? Si tel est le cas, comment se fait-il que vous n'avez pas fait mention d'un tel contrat d'approvisionnement dans les plans d'approvisionnement des causes tarifaires antérieures de Gaz Métro ? Gaz Métro n'avait-elle pas déjà de contrat d'approvisionnement similaire à celui décrit aux références (ii) et (iii) avant le 1^{er} novembre 2010 ? Si oui, depuis quand et pour quels volumes ?

Réponse :

Gaz Métro garde le nom de ses fournisseurs confidentiel.

Il ne s'agit pas d'un approvisionnement du réseau dédié de Sainte-Sophie.

Le contrat de fourniture de gaz naturel effectif au 1^{er} novembre 2010 est le premier contrat de Gaz Métro avec un producteur de biogaz.

Question :

- 8.5** La « *transaction similaire* » envisagée à la fin de la référence (iii) est-elle avec le même producteur de biogaz et pour la même durée d'un an ? Si non, veuillez nommer le producteur de biogaz et spécifier la durée envisagée.

Réponse :

Pour la Cause tarifaire 2012, Gaz Métro a utilisé comme hypothèse qu'un nouveau contrat avec le fournisseur actuel serait renouvelé pour une quantité équivalente et au même prix. Toutefois, les négociations n'ont pas encore été entamées; les modalités, telles que la durée de contrat et le prix d'achat ne sont donc pas encore établies.

Question :

- 8.6** Le biogaz fourni par le site d'enfouissement de Sainte-Sophie serait-il injectable sur le réseau principal réglementé (non dédié) ou une partie y est-elle déjà effectivement injectée ? Veuillez spécifier les volumes, années et élaborer sur la faisabilité d'une telle injection, par exemple si le client *Cascades Groupe Papiers Fins inc.* à Saint-Jérôme réduisait sa propre demande en biogaz.

Réponse :

Le biogaz fourni par le site d'enfouissement de Sainte-Sophie ne peut être injecté dans le réseau de distribution de Gaz Métro. C'est pour cette raison qu'il est distribué sur un réseau dédié.

Question :

- 8.7** Pourquoi la durée du contrat d'approvisionnement en biogaz décrit aux références (ii) et (iii) a-t-elle été limitée à seulement un an ? Gaz Métro et le fournisseur n'auraient-ils pas avantage mutuel à un contrat de plus longue durée, en prenant exemple de la durée de 15 ans des contrats d'emmagasiner *Gaz Métro-Intragaz*, afin que le fournisseur dispose d'une plus grande sécurité financière et puisse investir ?

Réponse :

Les négociations avec le fournisseur ont mené à la conclusion d'un contrat d'un an, principalement en raison de la base d'établissement du prix d'achat. L'incertitude reliée au contexte gazier et plus spécifiquement à la tarification de TCPL ont amené Gaz Métro à être prudente dans la fixation du prix d'achat de gaz naturel de cette transaction.

Gaz Métro demeure prudente dans ses engagements à plus long terme dans les achats de gaz naturel afin de conserver toute la flexibilité dont elle pourrait avoir besoin et de s'ajuster au contexte gazier toujours en mouvement.

Considérant les contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel déjà convenus (réf : Gaz Métro-4, Document 4), 14,5 % du volume total d'achat prévu à la Cause tarifaire 2012 ont une durée supérieure à 1 an. Il est donc pratique courante de négocier annuellement les contrats d'approvisionnement de fourniture de gaz naturel.

Question :

- 8.8** Le gouvernement du Québec intervient actuellement massivement afin d'amener la construction d'un grand nombre d'usines de biométhanisation dans les municipalités du Québec. Il existe de plus un potentiel biogazier important, non seulement dans la valorisation des matières résiduelles municipales, mais également des matières résiduelles forestières et agricoles. Veuillez dresser un portrait qualitatif et, surtout, quantitatif du potentiel d'approvisionnement biogazier de Gaz Métro qui pourrait être injecté dans son réseau réglementé, et les dates de disponibilité envisagées.

Réponse :

Les analyses de Gaz Métro indiquent un potentiel théorique maximal de biométhane entre 25 et 43 Bcf/an.

À court terme, en fonction du programme gouvernemental de biométhanisation actuel, Gaz Métro estime que les projets municipaux, qui verront le jour d'ici 2015, produiront de 1 à 2 Bcf/an.

Question :

- 8.9** A plus long terme, des contrats d'approvisionnement en biogaz de plus longue durée (par exemple de 15 ans), sont-ils envisagés ?

Réponse :

Les achats de gaz naturel de Gaz Métro auprès de ses fournisseurs sont conclus au prix du marché quotidien ou en fonction d'indices qui reflètent la valeur du marché. Le coût de nos achats fluctue donc avec le marché. Gaz Métro peut cependant fixer les prix d'une portion de ses achats par le biais de l'utilisation de produits financiers dérivés contractés auprès d'institutions financières. Toutefois, Gaz Métro ne peut fixer un prix que pour une période de quatre ans, en vertu du programme existant.

Bien que Gaz Métro ne puisse pas présentement envisager des contrats d'une durée de 15 ans, elle comprend la situation des producteurs, pour qui l'obtention de garanties quant à l'achat à long terme du biogaz a un impact sur le développement et la viabilité des projets. Gaz Métro poursuit donc ses analyses des opportunités qui permettraient aux producteurs de biogaz d'atteindre leurs objectifs, tout en respectant la nature réglementée des activités de Gaz Métro lorsqu'elle agit à titre de distributeur gazier.

Question :

- 8.10** Veuillez décrire qualitativement et quantitativement (montants alloués) les démarches actuelles et prévues de Gaz Métro en appui au développement de l'industrie du gaz naturel renouvelable au Québec, dont vous faites état à la référence (v).

Réponse :

Présentement, Gaz Métro n'alloue aucun montant pour le développement de l'industrie du gaz naturel renouvelable au Québec. Toutefois, Gaz Métro compte maintenant une direction « Énergies nouvelles » dont l'un des mandats est de développer ce secteur d'activités. Ce groupe analyse des projets et des possibilités de raccordement au réseau gazier, développe des projets en partenariat avec les promoteurs, évalue des technologies de purification du biogaz et des systèmes de contrôle de la qualité du gaz. Jusqu'ici, une quinzaine de projets ont été analysés.

De plus, des démarches avec le Bureau de normalisation du Québec, afin de développer une norme sur la qualité du biométhane pour injection dans le réseau gazier, ont été amorcées.

Finalement, Gaz Métro a un contrat de fourniture de gaz naturel, effectif depuis le 1^{er} novembre 2010, avec un producteur de biogaz.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n°1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

Le plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2012-2014

Référence : Gaz Métro-4, Document 1, tableau 6, page 27

Question :

9.1 Est-ce que la situation concurrentielle du gaz naturel a déjà été plus favorable que ce que vous prévoyez pour les années du présent plan d'approvisionnement?

Réponse :

Non, en dehors de l'année en cours peut-être, selon les mois encore à venir.

Question :

9.2 Si oui, en quelle(s) année(s) et quelle avait été alors la situation concurrentielle ?

Réponse :

Ne s'applique pas.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n°1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

Le plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2012-2014

Référence : Gaz Métro-4, Document 1, tableau 8, page 29

Question :

10.1 Le tableau 8 montre, pour les appareils efficaces, une consommation annuelle de 1617 m³ pour la nouvelle construction et de 2151 m³ pour la construction existante. Puisque ce sont les mêmes appareils, quelle est la cause de cet écart ?

Réponse :

Pour une superficie équivalente, une résidence neuve consommera moins d'énergie notamment en raison d'une meilleure isolation.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n°1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

Le plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2012-2014

Référence : Gaz Métro-4, Document 15, page 1

Question :

11.1 Veuillez expliquer que, pour toutes les années indiquées, la réalisation des ventes interruptibles a toujours été supérieure aux prévisions ?

Réponse :

Les ventes interruptibles sont fortement influencées par la position concurrentielle. Les clients assujettis à ce tarif ont accès à une source d'énergie alternative. Ils peuvent alors facilement modifier leur consommation en gaz naturel, selon les fluctuations de prix. Cela est particulièrement vrai dans le cas des ventes de gaz d'appoint concurrence (GAC).

Auparavant, Gaz Métro ne prévoyait pas de vente de GAC dans le cadre de la Cause tarifaire. La situation concurrentielle non favorable par rapport au mazout n°6 sur une grande période de l'année rendait incertaine la vente de gaz sous ce service. Or, des opportunités de ventes se sont dans les faits présentées au cours de certains mois, augmentant ainsi les volumes au tarif D₅. Le tableau qui suit reprend les données de la pièce Gaz Métro-4, Document 15, p.1, mais seulement pour les livraisons au service interruptible et en distinguant les volumes associés au GAC de ceux consommés sous des contrats réguliers. Une fois retiré l'impact lié au GAC, les livraisons réelles interruptibles demeurent plus élevées que les livraisons prévues, mais l'écart est réduit de beaucoup.

Dossier tarifaire (1)	Livraisons (avant interruptions)								
	Livraisons prévues			Livraisons réelles			Variation		
	Service interruptible			Service interruptible			Service interruptible		
	Régulier 10 ⁶ m ³ (2)	GAC 10 ⁶ m ³ (3)	Total 10 ⁶ m ³ (4)	Régulier 10 ⁶ m ³ (5)	GAC 10 ⁶ m ³ (6)	Total 10 ⁶ m ³ (7)	Régulier 10 ⁶ m ³ (8)	GAC 10 ⁶ m ³ (9)	Total 10 ⁶ m ³ (7)
2003	895	0	895	1 147	0	1 147	252	0	252
2004	898	0	898	1 042	0	1 042	144	0	144
2005	801	0	801	845	3	848	44	3	47
2006	769	0	769	775	236	1 011	6	236	242
2007	627	0	627	829	150	979	202	150	352
2008	704	0	704	926	269	1 195	222	269	491
2009	738	64	802	759	278	1 037	21	214	235
2010	645	94	739	903	340	1 243	259	246	505
2011*	721	267	988	884	297	1 181	163	30	193

* Les livraisons réelles pour l'année 2011 sont basées sur la révision budgétaire 5/7.

Il est vrai que depuis 2009, les prix du gaz naturel ont été particulièrement bas et que la plupart des prévisionnistes prévoient que le gaz naturel restera très avantageux au cours des prochaines années. Par contre, cette stabilité dans le prix n'était pas présente entre 2001 et 2009 et cela explique en partie les écarts constatés. De plus la baisse marquée et soudaine du prix en 2009 a amené une augmentation des livraisons en 2010 et 2011 qui n'avait pas été anticipée à des niveaux aussi importants, particulièrement pour le secteur de la pétrochimie dans le cas des contrats réguliers.

Mentionnons également que les clients assujettis au service interruptible ont une consommation de gaz naturel très élevée. Une variation de consommation de quelques gros clients peut alors amener des écarts importants de livraisons.

Gaz Métro est toutefois consciente qu'au service interruptible, depuis plusieurs années, les livraisons réelles s'avèrent plus élevées que les livraisons prévues au moment de la Cause tarifaire. Cela la préoccupe. Bien que les prévisions soient établies à chaque année avec beaucoup de rigueur, une attention particulière a été portée cette année pour ce service, considérant les résultats obtenus depuis 2009, le retour de clients ayant autrefois quitté le gaz naturel, la hausse de consommation des clients actuels et la position concurrentielle très avantageuses du gaz naturel prévue pour les prochaines années. À la lumière des analyses, les livraisons pour le service interruptible ont été fixées à un niveau qui n'a jamais été atteint auparavant (1 216,1 10⁶m³), excepté en 2010, et ce malgré la fermeture de la raffinerie Shell (dont le niveau de consommation au service interruptible en 2010 a atteint plus de 120 10⁶m³).

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n°1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

Amortissement des compteurs

Référence : (i) Gaz Métro-6, Document 8, page 11, le tableau entre les lignes 8 et 9
(ii) PIKE RESEARCH, *Compteur de gaz intelligent*, Publié dans <http://les4elements.typepad.fr/blog/2010/08/compteur-de-gaz-intelligent.html>, 12 août 2010

Préambule :

(ii) *Il y aurait aujourd'hui 8,5 millions de compteurs intelligents de gaz aujourd'hui dans le monde et Pike Research estime le parc installé à 36 millions en 2016.*

L'idée qui soutient le développement des compteurs de gaz intelligent est qu'un consommateur qui pourrait suivre sa consommation serait plus économe. Les avantages incluent également le relevé à distance et la fin des estimations, qui constituent le gros des problèmes entre fournisseurs et consommateurs.

En Europe, l'Advanced Metering Infrastructure (AMI) devrait compter 13,4 millions de compteurs gaz intelligents en 2016, soit plus du tiers du parc mondial. Les autres moteurs du développement de ces technologies avancées et coûteuses sont l'Amérique du Nord, l'Amérique Latine et l'Asie.

Question :

12.1 Au tableau précité vous évaluez la durée de vie restante pour les compteurs à 18 ans. Comment cette durée de vie est-elle compatible avec l'introduction probable des compteurs intelligents pour le gaz ?

Réponse :

L'estimation de la durée de vie utile proposée est de 18 ans comparativement à 22 ans actuellement. La durée de vie restante proposée des compteurs est de 7,3 ans (*source : Dossier R-3752-2011, Phase 2, Pièce B-0063, Gaz Métro-6, Document 8 p.III-4*) comparativement à 13,5 ans lors de l'étude des taux de 2005. (*Source : Dossier R-3559-2005, Cause tarifaire 2006, R-3559-2005, Gaz Métro-6, Document 8 p.13 de 30*).

L'augmentation du taux d'amortissement comparativement à l'étude 2005 est causée par une révision à la baisse de la durée de vie des compteurs à poumon suite à l'implantation prévue de la nouvelle norme S-S-6 de Mesures Canada, de l'historique

des mises au rebut de compteurs de Gaz Métro ainsi que de l'expérience de Gannett Fleming avec l'industrie gazière.

Gaz Métro utilise actuellement des compteurs de type analogue et de type digital. Les ingénieurs responsables du mesurage chez Gaz Métro ont répondu par la négative à la question de M. Kennedy, consultant de Gannett Fleming, concernant la possibilité dans les prochaines années d'utiliser les compteurs intelligents. En date d'aujourd'hui, il n'est toujours pas prévu pour Gaz Métro d'utiliser les compteurs intelligents.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n^o1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

Évaluation quantitative des programmes PE208 et PE219 du PGEÉ

Référence : Gaz Métro-9, Document 5, page 14, lignes 19-26

Préambule :

A partir des résultats, Gaz Métro devrait être en mesure de tirer des conclusions sur la précision des estimations fournies par les ingénieurs ainsi que sur les écarts observés pour les mesures les plus fréquemment implantées.

Considérant ces délais, Gaz Métro propose de déposer un rapport intérimaire de ce projet dans le cadre du suivi administratif à la Régie à l'automne 2013. Ce rapport intérimaire permettrait de fournir à la Régie les résultats des dossiers de mesurage complétés à ce moment. Un rapport final serait déposé dans le cadre du même exercice à l'automne 2014. Évidemment, si tous les résultats sont disponibles dès l'automne 2013, le rapport déposé serait alors le rapport final.

Question :

13.1 Gaz Métro est-elle d'accord pour que ces rapports soient publics et soumis à la consultation du groupe de travail des intervenants, par exemple en les examinant lors des rencontres sur le suivi annuel des programmes du PGEÉ ?

Réponse :

Gaz Métro déposera les rapports prévus à la section 2.6 :

« Considérant ces délais, Gaz Métro propose de déposer un rapport intérimaire de ce projet dans le cadre du suivi administratif à la Régie à l'automne 2013. Ce rapport intérimaire permettrait de fournir à la Régie les résultats des dossiers de mesurage complétés à ce moment. Un rapport final serait déposé dans le cadre du même exercice à l'automne 2014. Évidemment, si tous les résultats sont disponibles dès l'automne 2013, le rapport déposé serait alors le rapport final¹. »

Compte tenu que ces rapports sont des suivis à un exercice d'évaluation de programmes, Gaz Métro prévoit, conformément à la décision D-2009-156, les déposer à la Régie de l'énergie dans le cadre de l'examen administratif des rapports d'évaluation de programme du PGEÉ de Gaz Métro. Les rapports ainsi que les conclusions de la Régie seront rendus public sur le site Internet de la Régie. Ces rapports pourront alors être consultés par les intervenants, les clients ou les membres du public.

¹ Cause tarifaire 2012, R-3752-2011, Gaz Métro-9, Document 5, page 14, lignes 22 à 26

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique et Stratégies Énergétiques

Vision et stratégie tarifaire

Références : (i) Gaz Métro-13, Document 8, page 64, lignes 10-14
(ii) Gaz Métro-13, Document 8, page 65, lignes 6-13
(iii) Gaz Métro-15, Document 3, page 14, lignes 13-20

Préambule :

- (i) *Gaz Métro verra donc à reprendre la correction progressive de l'interfinancement entre les grands clients et les petits clients du tarif D1. Cela impliquera de donner des augmentations moins grandes ou des diminutions plus grandes, selon le cas, aux grands clients du tarif D1 par rapport à celles données aux petits clients du premier palier du tarif D1.*
- (ii) *La correction de l'interfinancement se ferait chaque année dans le cadre de la stratégie de répartition des variations tarifaires annuelles ou sous forme de modifications à la structure du tarif D1. Les variations tarifaires annuelles pourraient toucher les frais de base du tarif aussi bien que les taux unitaires au volume retiré ; les modifications de structure pourraient, par exemple, inclure la subdivision en deux du premier palier du tarif D1. Les corrections de l'interfinancement devront aussi, entre autres, prendre en compte la situation concurrentielle, le niveau des impacts tarifaires sur la facture totale des clients et le développement rentable des nouveaux marchés.*
- (iii) *L'augmentation de la portion fixe des tarifs est déjà amorcée depuis quelques années. Gaz Métro entend maintenir ou continuer à augmenter, lorsque requis, la portion fixe de ses tarifs de distribution pour refléter davantage la part fixe des coûts dans les structures des tarifs. Ainsi, Gaz Métro prévoit continuer à augmenter la portion fixe du tarif D1. D'autre part, elle prévoit également maintenir les portions fixe et variable de la structure des tarifs à débit stable liée, tel qu'actuellement, aux coûts encourus pour la desserte de cette clientèle. Gaz Métro prévoit finalement étudier le lien entre les coûts et les revenus au tarif interruptible et revoir l'ensemble des éléments entourant les OMA tarifaires qui constitue la partie fixe du tarif interruptible.*

Question :

14.1 Quels calendriers prévoyez-vous pour ces différentes démarches afin d'atteindre leurs objectifs ?

Réponse :

Voir réponse à la question 28.1 de la Régie à la pièce Gaz Métro 12, Document 8.1.

Question :

14.2 Veuillez justifier le rythme prévu de ces différentes corrections.

Réponse :

Voir réponse à la question 28.1 de la Régie à la pièce Gaz Métro 12, Document 8.1.