
D-2016-111

R-3951-2015

15 juillet 2016

PRÉSENTS :

Louise Rozon

Marc Turgeon

Françoise Gagnon

Régisseurs

Société en commandite Gaz Métro

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond et sur les demandes de paiement de frais

Demande d'examen du rapport annuel de Société en commandite Gaz Métro pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2015

Intervenants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);

Union des consommateurs (UC).

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES DÉCISIONS CITÉES

1. INTRODUCTION

2. RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE

2.1 BASE DE TARIFICATION ET ADDITIONS À LA BASE

2.2 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR DES PROJETS INFÉRIEURS À 1,5 M\$

2.3 RÉSULTATS DES INDICES DE MAINTIEN DE LA QUALITÉ DE SERVICE ET BONIFICATION DE RENDEMENT

2.4 PLAN D'APPROVISIONNEMENT

2.5 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.1 BUDGET DE COMMERCIALISATION DES PROGRAMMES DU PGEÉ

4. SUIVIS

4.1 SUIVIS DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT

4.2 UTILISATION DU COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL

4.3 AUTRES SUIVIS ANNUELS À LA SUITE DE DÉCISIONS DE LA RÉGIE

5. CRÉATION D'UN COMPTE DE FRAIS REPORTÉS POUR LE PROGRAMME PILOTE DU COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL

6. INFORMATIONS CONFIDENTIELLES

6.1 SUIVIS ET INFORMATIONS DE NATURE TRANSACTIONNELLE

6.2 ÉTATS FINANCIERS ET AUTRES INFORMATIONS FINANCIÈRES

7. DEMANDE DE PAIEMENT DE FRAIS

DISPOSITIF

LEXIQUE

BEIE	Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques
CASS	Compte d'aide au soutien social
CFR	compte de frais reportés
CII	commercial, institutionnel et industriel
FTLH	Firm Transportation Long Haul
FTSH	Firm Transportation Short Haul
GNL	gaz naturel liquéfié
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
MFR	ménages à faible revenu
NCOS	New Capacity Open Season
OMA	obligations minimales annuelles
PGEÉ	Plan global en efficacité énergétique
SPEDE	système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TRI	Taux de rendement interne
VGE	Ventes grandes entreprises
WACOG	Weighted Average Cost of Gas

LISTE DES TABLEAUX

- Tableau 1 Résultats financiers des exercices terminés le
30 septembre 2015 et 2014
- Tableau 2 Évolution de la base de tarification 2015 et 2014
- Tableau 3 Additions à la base de tarification pour l'année 2015
- Tableau 4 Indices de qualité de service pour 2014
- Tableau 5 Capacités de transport concrétisées et à contracter dans le cadre
du dossier tarifaire 2015
- Tableau 6 Capacités de transport contractées pour 2015
- Tableau 7 Transactions d'optimisation financières
- Tableau 8 Coûts attribués à l'activité GNL pour 2015
- Tableau 9 Frais de participation à la séance de travail
du 10 février 2016 et au présent dossier

LISTE DES DÉCISIONS CITÉES

Décision	Dossier	Nom du dossier
<u>D-97-25</u>	R-3371-97	Demande suivant la décision D-96-21 portant sur le suivi <i>a posteriori</i> des projets d'extension de réseau réalisés en 1994 dans le cadre du programme d'infrastructures Canada-Québec
<u>D-2006-27</u>	R-3573-2005	Demande d'approbation d'une entente d'intégration éolienne intervenue entre le distributeur d'électricité et le producteur d'électricité
<u>D-2010-144</u>	R-3720-2010 Phase 2	Demande de modifier les tarifs de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2010
<u>D-2011-030</u>	R-3751-2010	Demande d'aménagements des modalités de mise en œuvre du modèle retenu par la Régie de l'énergie dans sa décision D-2010-144 à l'égard de l'activité de vente GNL
<u>D-2011-104</u>	R-3763-2011	Projet d'investissement visant à sécuriser les approvisionnements sur l'île de Montréal et la rive-sud (Jacques-Cartier et Pétromont)
<u>D-2012-076</u>	R-3693-2009 Phase 2	Demande visant le renouvellement du Mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de Gaz Métro
<u>D-2012-113</u>	R-3791-2012	Demande relative à la création d'un compte de frais reportés lié à une extension éventuelle du réseau gazier vers la Côte-Nord
<u>D-2012-120</u>	R-3818-2012	Demande de Société en commandite Gaz Métro pour le remplacement et la relocalisation d'actifs situés sous l'autoroute Félix-Leclerc
<u>D-2012-174</u>	R-3825-2012	Projet d'extension du réseau de distribution dans la municipalité de Saint-Félicien
<u>D-2012-175</u>	R-3809-2012	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2012
<u>D-2013-054</u>	R-3809-2012 Phase 1	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2012

D-2013-080	R-3843-2013	Demande d'autorisation visant la relocalisation d'une conduite de transmission à Drummondville
D-2013-106	R-3809-2012 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2012
D-2014-064	R-3837-2013 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2013
D-2014-065	R-3837-2013 Phase 3	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2013
D-2014-077	R-3837-2013 Phase 3	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2013
D-2014-078	R-3879-2014	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2014
D-2014-069	R-3877-2014	Projet de relocalisation de la conduite de gaz naturel du pont Arthur-Laberge
D-2014-165	R-3871-2013	Demande d'examen du rapport annuel de Société en commandite Gaz Métro pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2013
D-2014-201	R-3879-2014 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2014
D-2015-125	R-3916-2014	Demande d'examen du rapport annuel de Société en commandite Gaz Métro pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2014
D-2015-125R	R-3916-2014	Demande d'examen du rapport annuel de Société en commandite Gaz Métro pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2014
D-2015-177	R-3879-2014 Phases 3 et 4	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2014
D-2015-181	R-3879-2014 Phases 3 et 4	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 ^{er} octobre 2014
D-2015-186	R-3916-2014	Demande d'examen du rapport annuel de Société en commandite Gaz Métro pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2014

[D-2016-038](#)

R-3951-2015

Demande d'examen du rapport annuel de Société en commandite
Gaz Métro pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2015

1. INTRODUCTION

[1] Le 18 novembre 2015, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande de délai supplémentaire, jusqu'au 29 janvier 2016, pour le dépôt de son rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2015 (le Rapport annuel 2015).

[2] Le 4 décembre 2015, la Régie accueille la demande de délai supplémentaire et autorise Gaz Métro à déposer son Rapport annuel 2015 au plus tard le 29 janvier 2016.

[3] Le 29 janvier 2016, Gaz Métro dépose à la Régie, en vertu des articles 31 alinéa 1 (5⁰), 75 et 159 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*^[1] (la Loi), une demande d'examen de son Rapport annuel 2015 (la Demande). Elle dépose également une partie des pièces, dont certaines sous pli confidentiel pour lesquelles elle demande un traitement confidentiel^[2].

[4] Du 1^{er} au 5 février 2016, Gaz Métro dépose les pièces manquantes de son Rapport annuel 2015 et une demande réamendée. Certaines pièces sont déposées sous pli confidentiel et font l'objet d'une demande de traitement confidentiel^[3].

[5] Lors d'une séance de travail tenue le 10 février 2016, le Distributeur présente son Rapport annuel 2015 aux représentants de l'ACIG, de la FCEI, du Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME), du ROÉÉ, de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA), de l'UC et de l'Union des municipalités du Québec (UMQ), de même qu'au personnel de la Régie.

[6] Entre le 15 février et le 7 avril 2016, le GRAME, SÉ-AQLPA et l'UMQ déposent leur demande de paiement de frais en lien avec leur participation à cette séance de travail.

[7] Le 17 février 2016, Gaz Métro dépose une deuxième demande réamendée et des pièces révisées.

[8] Le 10 mars 2016, la Régie rend sa décision D-2016-038 par laquelle elle accorde le statut d'intervenant à l'ACIG, la FCEI, le ROÉÉ et l'UC.

[9] Les 21 et 22 mars 2016, la Régie et les intervenants déposent leurs demandes de renseignements à Gaz Métro.

[10] Le 8 avril 2016, le Distributeur dépose ses réponses aux diverses demandes de renseignements, quelques pièces révisées et une troisième demande réamendée. Les réponses manquantes sont déposées le 13 avril suivant.

[11] Le 15 avril 2016, l'ACIG, la FCEI, le ROEE et l'UC déposent leur preuve.

[12] Le 22 avril 2016, la Régie transmet à Gaz Métro sa demande de renseignements n° 2. Cette dernière dépose une partie des réponses le 29 avril 2016 ainsi qu'une quatrième demande réamendée.

[13] Le 5 mai 2016, la Régie tient une séance de travail afin, notamment, de clarifier ses attentes en ce qui a trait aux questions 7 à 10 de sa demande de renseignements n° 2. Le 13 mai 2016, Gaz Métro dépose ses réponses à ces questions.

[14] Le 13 mai 2016, Gaz Métro dépose une cinquième demande réamendée, dans laquelle elle demande à la Régie ce qui suit :

« ACCUEILLIR la présente demande;

[...]

PRENDRE ACTE du fait que, conformément à la décision D-2015-045 :

- les associés de Gaz Métro et la clientèle se partageront les premiers cent points de base du trop-perçu de 1,8 million \$ relié au service de distribution, alors que le manque à gagner de 61 000 \$ relié aux activités de GNL devra être assumé par la clientèle;*
- un manque à gagner de 37,1 millions \$ relié au service de transport sera assumé par la clientèle,*
- un trop-perçu de 6,8 millions \$ relié au service d'équilibrage sera remboursé à la clientèle,*
- un manque à gagner de 2,9 millions \$ relié aux services SPEDE, de fourniture et de compression sera assumé par la clientèle,*

PRENDRE ACTE de l'atteinte, par Gaz Métro, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 100 %;

PRENDRE ACTE du fait que Gaz Métro a été en mesure de réaliser l'incitatif relatif à la performance du Plan global en efficacité énergétique de manière à lui donner droit à une bonification de rendement de 1 million \$;

PRENDRE ACTE du fait que Gaz Métro a droit à une bonification de 20 000 \$ reliée aux transactions d'optimisation financières et à l'optimisation de son plan d'approvisionnement;

AUTORISER Gaz Métro à mettre fin aux suivis suivants :

- *Rapport de suivi de la transaction d'échange de 82 000 GJ/jour avec un tiers, pour les motifs allégués dans la pièce Gaz Métro-12, Document 6 (suivi de la décision D-2012-175),*
- *Compte de frais reportés lié à une extension éventuelle du réseau gazier vers la Côte-Nord (suivi de la décision D-2012-113),*
- *Projet de rétablissement de la conduite sous le pont Jacques-Cartier (suivi de la décision D-2011-104),*
- *Projet de remplacement et de relocalisation d'actifs situés sous l'autoroute Félix-Leclerc (suivi de la décision D-2012-120),*
- *Projet d'extension du réseau jusqu'à la municipalité de Saint-Félicien (suivi de la décision D-2012-174),*
- *Projet de relocalisation d'une conduite de transmission à Drummondville (suivi de la décision D-2013-080),*
- *Projet de relocalisation de la conduite du pont Arthur-Laberge (suivi de la décision D-2014-069),*
- *Projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers (suivi de la décision D-2014-149) pour le remplacer par le suivi de projet du dossier R-3942-2015;*

AUTORISER la création d'un compte de frais reportés hors base portant intérêts dans lequel seront cumulés les écarts entre les montants autorisés et ceux réellement dépensés pour le CASS pour l'année 2014-2015;

PRENDRE ACTE des différents suivis déposés par Gaz Métro dans le cadre du présent dossier et S'EN DÉCLARER SATISFAITE;

INTERDIRE la divulgation, la publication et la diffusion des pièces ou informations caviardées contenues aux pièces Gaz Métro-3, Document 1, Gaz Métro-12, Document 3, [...] Gaz Métro-37, Document 1 à Gaz Métro-47, Document 1, aux annexes 1 à 3 de la pièce Gaz Métro-48, Document 1, à la rubrique relative aux coûts présentée à la réponse 7.4 ainsi qu'aux annexes 4 à 6 de la pièce Gaz Métro-48, Document 6, mentionnées aux paragraphes 14.1, 14.4 et 14.7 à 14.19 de la présente demande, et ce, pour une durée de 10 ans;

INTERDIRE la divulgation, la publication et la diffusion des pièces ou informations caviardées contenues aux pièces Gaz Métro-15, Documents 1 et 2 mentionnées aux paragraphes 14.2 et 14.3 de la présente demande, et ce, pour une durée indéterminée;

INTERDIRE la divulgation, la publication et la diffusion des informations caviardées contenues aux pièces Gaz Métro-12, Documents 4 et 5, à l'annexe 1 de la pièce Gaz Métro-12, Document 6 [...], à la pièce Gaz Métro-12, Document 9 [...] ainsi qu'à la rubrique relative au nom de la contrepartie présentée à la réponse 7.4 de la pièce Gaz Métro-48, Document 6 mentionnées aux paragraphes 14.5 et 14.19 de la présente demande, et ce, pour une durée indéterminée;

INTERDIRE la divulgation, la publication et la diffusion des informations caviardées et des tableaux contenus aux pièces Gaz Métro-28, Document 1, Gaz Métro-34, Document 1 et Gaz Métro-36, Document 1 mentionnées aux paragraphes 14.5 et 14.6 de la présente demande, et ce, jusqu'à ce que chacun des projets dont font état ces pièces soit complétés »[\[4\]](#).

[15] Le 13 mai 2016, Gaz Métro dépose son argumentation et celle des intervenants est déposée le 17 mai 2016.

[16] Le 19 mai 2016, Gaz Métro dépose sa réplique, date à laquelle la Régie entame son délibéré.

[17] Entre le 15 février et le 16 juin 2016, les intervenants déposent leur demande de paiement de frais. Le 20 juin 2016, Gaz Métro informe la Régie qu'elle n'a pas de commentaires à formuler à l'endroit de ces demandes.

[18] La présente décision porte sur le Rapport annuel 2015 de Gaz Métro et sur les demandes de paiement de frais.

2. RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE

[19] Dans sa décision D-2014-078, la Régie maintenait le taux de rendement sur l'avoir des sociétaires à 8,90 % pour l'année 2015. Dans sa décision D-2015-181, en considérant un coût moyen de la dette de 5,95 %, la Régie autorisait un taux moyen du coût en capital de 7,09 % après impôts. Avant impôts, le taux moyen du coût en capital était de 8,52 % [5].

[20] En considérant la base de tarification réelle moyenne de 1 953,9 M\$, le revenu net d'exploitation autorisé s'élève à 137,9 M\$. En mode réel, Gaz Métro a réalisé un revenu net d'exploitation de 115,0 M\$. La différence constitue un manque à gagner de - 23,0 M\$ après impôts, ou de - 31,4 M\$ avant impôts.

[21] Le service de distribution présente un trop-perçu avant impôts de 1,8 M\$, qui est partagé entre la clientèle et Gaz Métro conformément à la décision D-2013-106 [6], et un manque à gagner de 61 000 \$ relié au gaz naturel liquéfié (GNL) qui est attribué aux clients. Les services de transport et d'équilibrage présentent respectivement un manque à gagner de - 37,1 M\$ et un trop-perçu de 6,8 M\$, qui sont attribués aux clients selon la décision D-2013-054 [7].

[22] Après la prise en compte du trop-perçu du service de distribution, de la bonification pour les services de transport et d'équilibrage et celle liée à l'incitatif du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), le rendement sur l'avoir des actionnaires est établi à 9,08 %. Le taux pondéré du coût en capital réalisé est de 7,13 % sur la base du coût moyen de la dette de 5,88 % et de l'avoir des actionnaires de 9,08 % [8].

TABLEAU 1
RÉSULTATS FINANCIERS DES EXERCICES TERMINÉS
LE 30 SEPTEMBRE 2015 ET 2014

Tableau établi à partir de la pièce [B-0138](#) et de la décision [D-2015-186](#), p. 12 et 14. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[23] Les résultats financiers incluent également un manque à gagner de 2,9 millions \$ relié aux services du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (le SPEDE), de la fourniture et de la compression, qui est assumé par la clientèle.

[24] Gaz Métro explique les résultats de fin d'année et les écarts constatés par rapport aux projections principalement comme suit[9]:

- Une diminution des revenus de transport de 21,7 M\$ découlant de l'application des tarifs provisoires inférieurs aux tarifs finaux au cours du premier trimestre 2015, partiellement compensée par la hausse des volumes transportés dû à la température plus froide que la normale.
- Une hausse des revenus d'équilibrage de 15,2 M\$ résultant de l'augmentation des livraisons causée par la température plus froide que la normale, jumelée à l'effet de l'application des tarifs provisoires supérieurs aux tarifs finaux.
- Une hausse des revenus de distribution de 9,0 M\$ provenant de la grande entreprise qui découle essentiellement des revenus de pénalités ainsi que de l'effet de la normalisation. Cette hausse est partiellement atténuée par la baisse des revenus de distribution de 8,3 M\$ provenant des petit et moyen débits découlant de la baisse des taux moyens de distribution.

- Une hausse des frais de transport, d'équilibrage et de distribution de 25,1 M\$, principalement occasionnée par la hausse des volumes d'achats de Firm Transportation Long Haul (FTLH)[\[10\]](#) sur le marché secondaire, découlant de la hausse des volumes transportés en raison de la température plus froide que la normale.
- Une diminution des charges d'exploitation de 0,6 M\$ et des impôts fonciers de 0,7 M\$.

[25] **La Régie prend acte :**

- **des explications fournies par Gaz Métro sur les écarts observés entre les données réelles et les données projetées du dossier tarifaire;**
- **de la conciliation entre les états financiers vérifiés non consolidés, la base de tarification, les éléments hors base et la structure du capital.**

[26] **La Régie prend acte également d'un manque à gagner de 37,1 M\$ relié au service de transport, d'un manque à gagner de 2,9 M\$ relié aux services du SPEDE, de la fourniture et de la compression, d'un trop-perçu de 6,8 M\$ relié au service d'équilibrage ainsi que de leur attribution à la clientèle.**

[27] **Pour le service de distribution, eu égard aux conclusions de la section 5 de la présente décision, la Régie estime le montant du trop-perçu à partager entre Gaz Métro et ses clients à 1 954 k\$, soit une hausse de 152 990 \$ comparativement au montant initial présenté par Gaz Métro.**

[28] **La Régie réserve sa décision sur l'attribution du trop-perçu relié au service de distribution et demande à Gaz Métro de déposer les pièces révisées, eu égard aux conclusions de la section 5 de la présente décision, au plus tard le 29 juillet 2016 à 12h.**

2.1 BASE DE TARIFICATION ET ADDITIONS À LA BASE

[29] La base de tarification 2015 s'élève à 1 953,9 M\$, en hausse de 14 M\$ ou 0,7 % comparativement au montant prévu dans le cadre du dossier tarifaire.

TABLEAU 2
ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2015 ET 2014

Tableau établi à partir de la pièce [B-0095](#) et de la décision [D-2015-125](#), p. 16. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[30] Au niveau de l'encaisse réglementaire, Gaz Métro explique l'écart de 9,0 M\$ par la mise à jour des différentes composantes de l'analyse du fonds de roulement, dont l'ajustement du délai d'encaissement des revenus. Le niveau de la facturation 2015 est plus élevé que prévu, en raison de l'hiver plus froid que la normale, combiné à une augmentation du délai de recouvrement des comptes à recevoir. Ceci génère une hausse des besoins de fonds nécessaire pour couvrir le délai entre les décaissements et l'entrée des revenus.

[31] Au niveau des matériaux et inventaires de gaz naturel, Gaz Métro explique l'écart de 4,1 M\$ principalement par des volumes d'inventaire de gaz de réseau, valorisés au Weighted Average Cost of Gas (WACOG), plus élevés que prévu au 1^{er} octobre 2014.

2.2 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR DES PROJETS INFÉRIEURS À 1,5 M\$

[32] Les additions à la base de tarification s'élèvent à 167,9 M\$ pour l'année 2015, soit une hausse de 11,3 M\$ comparativement au montant prévu au dossier tarifaire. Les montants reliés aux projets dont le coût individuel est inférieur à 1,5 M\$ totalisent 157,3 M\$, soit une hausse de 10,6 M\$ comparativement au montant de l'année autorisée 2015.

TABLEAU 3
ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR L'ANNÉE 2015

A large empty rectangular box with a thin black border, intended for the content of Table 3. The box is currently blank.

Tableau établi à partir de la pièce [B-0096](#).

[33] Au niveau des immobilisations corporelles, Gaz Métro explique la hausse de 14,2 M\$ par l'impact de plusieurs projets de développement de réseau, ainsi que par des projets d'amélioration et de mesurage^[11].

[34] **La Régie prend acte :**

- **des explications de Gaz Métro en ce qui a trait aux écarts réalisés au niveau des additions à la base de tarification; et**
- **du montant de la base de tarification évaluée à 1 953,9 M\$ pour l'exercice financier 2015.**

2.3 RÉSULTATS DES INDICES DE MAINTIEN DE LA QUALITÉ DE SERVICE ET BONIFICATION DE RENDEMENT

[35] Pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 2015, le pourcentage global de réalisation des indices de qualité de service atteint par le Distributeur est de 100 %. Il est égal à la moyenne pondérée des pourcentages de réalisation de chaque indice, tel qu'autorisé par la Régie dans sa décision D-2013-106^[12].

TABLEAU 4
INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE POUR 2014

Indices de qualité	Pondération (%)	Résultat individuel (%)	Pourcentage de réalisation (%)
Entretien préventif	10	98,1	100,0
Rapidité de réponse aux urgences	20	95,0	100,0
Rapidité de réponse aux appels téléphoniques	10	95,7	100,0
Fréquence de lecture des compteurs	10	99,1	100,0
ISO 14001 (rapport BNQ)	10	100,0	100,0
Émissions de gaz à effet de serre (réduction)	10	100,0	100,0
Satisfaction de la clientèle des tarifs D1, D3 et DM	15	93,8	100,0
Satisfaction de la clientèle des tarifs D4 et D5	5	90,0	100,0
Procédure de recouvrement et interruption de service	10	100,0	100,0
Moyenne pondérée – Pourcentage global de réalisation			100,0

Tableau établi à partir de la pièce [B-0017](#), p. 3.

[36] **La Régie prend acte de l'atteinte, par Gaz Métro, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 100 %.**

2.4 PLAN D'APPROVISIONNEMENT

[37] Pour l'exercice financier 2015, Gaz Métro avait établi les outils d'approvisionnement requis pour répondre au plus élevé entre le débit de l'hiver extrême et la demande continue en journée de pointe. À cet égard, le Distributeur proposait une méthode de calcul de la demande continue en journée de pointe pour approbation par la Régie.

[38] Selon cette méthode, le débit quotidien d'approvisionnement requis était de $34\,440\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ pour 2015. Considérant les outils d'approvisionnement déjà détenus, les capacités devant être contractées pour combler les besoins s'élevaient à $3\,642\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ ($138\,000\ \text{GJ}/\text{jour}$)[\[13\]](#).

[39] Selon la méthode de calcul déjà approuvée, le Distributeur avait évalué la demande continue en journée de pointe à $32\,746\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ [\[14\]](#). Conséquemment, la capacité totale pouvant être contractée d'avance s'élevait à $1\,985\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$. À cette capacité, Gaz Métro a ajouté, après le dépôt du dossier tarifaire, un besoin additionnel de $317\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ résultant de migrations du service interruptible vers le service continu. La capacité pouvant être sécurisée a ainsi été révisée à la hausse, soit $2\,301\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

[40] Dans l'attente de la décision de la Régie dans le dossier tarifaire R-3879-2014 au cours de l'automne 2014 et en raison de l'ampleur des capacités à contracter, Gaz Métro a débuté la recherche de capacités disponibles, sur les marchés primaire et secondaire, dès le dépôt de son plan d'approvisionnement.

[41] En août 2015, le Distributeur a confirmé avoir sécurisé une capacité totale de $2\,323\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$ [\[15\]](#). Il expliquait le contexte et présentait les analyses de rentabilité afin d'évaluer les scénarios lors de chaque prise de décision[\[16\]](#). Dans l'attente de la décision de la Régie sur la méthodologie proposée pour le calcul de la demande continue en journée de pointe, Gaz Métro prévoyait contracter une capacité additionnelle de $1\,320\ 10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

[42] Le tableau suivant présente les capacités que Gaz Métro a concrétisées et celles qu'elle prévoyait contracter selon la demande projetée au dossier tarifaire 2015.

TABLEAU 5
CAPACITÉS DE TRANSPORT CONCRÉTISÉES ET À CONTRACTER
DANS LE CADRE DU DOSSIER TARIFAIRE 2015

Type d’approvisionnement	Quantité		Période	
	GJ/jour	10 ³ m ³ /jour	Début	Fin
Transport primaire (non renouvelable)				
Empress - GMIT NDA*	4 900	129	2014-11-01	2017-10-31
Empress - GMIT NDA	3 100	82	2014-11-01	2015-10-31
Transport secondaire (non renouvelable)				
Empress – GMIT EDA*	60 000	1 584	2014-11-01	2015-10-31
Empress – GMIT EDA	20 000	528	2014-10-01	2016-10-31
Capacités concrétisées	88 000	2 323		
Capacités à contracter / Empress – GMIT EDA	50 000	1 320	2014-12-01	2015-03-31
Capacités totales	138 000	3 642		

*NDA : North Delivery Area et EDA : Eastern Delivery Area. Il peut y avoir des écarts dus aux arrondis.

Source: Pièce [B-0169](#), p. 30.

[43] En suivi de la décision D-2014-201, le Distributeur a révisé son plan d’approvisionnement 2015 et l’a déposé à la Régie en décembre 2014. Les besoins d’approvisionnement additionnels ont été révisés à 2 349 10³m³/jour (89 000 GJ/jour)[\[17\]](#).

[44] Dans le cadre du présent dossier, Gaz Métro explique avoir identifié, avant le début de l’année financière, une hausse additionnelle des besoins de transport lors de la révision budgétaire, résultant principalement de la migration de clients du service interruptible vers le service continu non prévue au dossier tarifaire 2015. Ainsi, les besoins d’approvisionnement ont été révisés à 2 813 10³m³/jour (106 600 GJ/jour)[\[18\]](#).

[45] Le tableau suivant détaille les capacités de transport que Gaz Métro a contractées sur les marchés primaire et secondaire.

TABLEAU 6
CAPACITÉS DE TRANSPORT CONTRACTÉES POUR 2015

Type d’approvisionnement	Quantité	Période
--------------------------	----------	---------

	GJ/jour	10 ³ m ³ /jour	Début	Fin
Transport primaire (non renouvelable)				
Empress - GMIT NDA*	4 900	129	2014-11-01	2017-10-31
Empress - GMIT NDA	3 100	82	2014-11-01	2015-10-31
Transport secondaire (non renouvelable)				
Empress – GMIT EDA*	60 000	1 584	2014-11-01	2015-10-31
Empress – GMIT EDA	20 000	528	2014-10-01	2016-10-31
Empress – GMIT EDA	18 600	491	2014-12-05	2015-03-31
Capacité totale	106 600	2 813		

*NDA : North Delivery Area et EDA : Eastern Delivery Area.

Il peut y avoir des écarts dus aux arrondis.

Source : Pièce [B-0153](#), p. 1.

[46] Pour 2015, l'écart entre les besoins d'approvisionnement contractés, soit 2 813 10³m³/jour (106 600 GJ/jour), et ceux présentés au plan d'approvisionnement révisé, soit 2 349 10³m³/jour (89 000 GJ/jour), s'élève à 462 10³m³/jour (17 500 GJ/jour). Gaz Métro confirme que cette capacité additionnelle permettait de compléter les capacités requises pour répondre à la demande projetée en 2015, découlant de la décision D-2014-201 et de la révision budgétaire 0-12.

[47] Questionnée sur la nécessité d'obtenir une approbation préalable de la Régie quant à la conclusion du contrat visant l'acquisition de la capacité additionnelle, eu égard à l'article 72 de la Loi et aux décisions D-2014-064 et D-2014-078, Gaz Métro soumet qu'aucune autorisation n'était nécessaire, puisque l'acquisition d'une capacité de 462 10³m³/jour ne constitue pas une modification importante à son plan d'approvisionnement approuvé préalablement par la Régie[19].

[48] Gaz Métro mentionne que la capacité additionnelle de 462 10³m³/jour ne représente que 1,39 % des besoins totaux prévus au plan d'approvisionnement, lesquels sont établis à 33 340 10³m³/jour selon la demande continue en journée de pointe. De plus, contrairement aux contrats de transport découlant des *New Capacity Open Season* (NCOS) dans lesquels Gaz Métro s'engage pour une période de 15 ans, cette capacité additionnelle de 462 10³m³/jour n'a été contractée que pour une période de 117 jours.

[49] Gaz Métro allègue que la capacité additionnelle de 462 10³m³/jour a été établie et contractée en respectant l'ensemble des principes établis au fil des ans par la Régie et qu'elle ne constitue qu'un ajustement découlant d'une mise à jour de la projection de la

demande pour lequel elle réitère qu'il est d'usage courant de procéder ainsi en cours d'année.

[50] Gaz Métro est d'avis que le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*^[20] (le Règlement) doit être interprété de manière à conclure qu'elle dispose d'une marge de manœuvre lui permettant de gérer ses approvisionnements sans que cela ne requière, à chaque occasion, l'autorisation de la Régie. Selon elle, le processus réglementaire ne vise pas les actions posées dans le cadre de la gestion à court terme des approvisionnements. Gaz Métro ne souhaite pas se retrouver dans une situation où elle devra attendre pour sécuriser les capacités de transport requises à court terme, considérant qu'elle est responsable de la sécurité d'approvisionnement de la clientèle.

Opinion de la Régie

[51] Selon l'article 31 de la Loi, la Régie a compétence exclusive pour « *surveiller les opérations* » du Distributeur « *afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants* » et qu'ils « *paient selon un juste tarif* »^[21].

[52] Ces compétences sont étroitement liées entre elles, ainsi qu'avec les pouvoirs prévus à l'article 72 de la Loi relativement au plan d'approvisionnement et à ceux de l'article 74.2 en lien avec l'approbation des contrats d'approvisionnement du distributeur d'électricité. Comme l'indique la Régie dans sa décision D-2006-27 :

« [...] le pouvoir d'approbation conféré à la Régie par l'article 74.2 de la Loi s'inscrit, à l'instar d'autres pouvoirs (tels que, par exemple, celui d'approuver le plan d'approvisionnement ou celui d'autoriser des projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs), dans le contexte plus général de sa compétence exclusive de surveiller les opérations du Distributeur pour s'assurer en particulier que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et paient selon un juste tarif ».

[nous soulignons]

[53] En ce qui a trait plus particulièrement au plan d'approvisionnement, l'article 72 de la Loi prévoit que :

« 72. [...] tout titulaire d'un droit exclusif de distribution [...] doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la

périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d’approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu’il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois [...]. Le plan doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d’approvisionnement propres à chacun des titulaires [...] ».

[nous soulignons]

[54] Quant au Règlement auquel réfère l’article 72 de la Loi, il précise le contenu du plan d’approvisionnement que doit produire le Distributeur.

[55] Lorsque la Régie approuve un plan d’approvisionnement aux termes de l’article 72 de la Loi, elle décide en fonction des renseignements produits en application du Règlement. Ainsi, une fois approuvé par la Régie, un tel plan ne peut être modifié unilatéralement quant à ses éléments importants.

[56] À l’égard de l’acquisition de la capacité de $462 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$, il y a lieu de déterminer si la modification apportée par le Distributeur à son plan d’approvisionnement, par la conclusion de ce contrat, est substantielle ou non.

[57] La Régie note que l’acquisition d’une capacité de $462 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ pour une durée de 117 jours représente 1,39 % des besoins totaux prévus par le Distributeur. Elle juge que cette acquisition ne constitue pas une modification substantielle du plan d’approvisionnement qui aurait nécessité son approbation.

[58] La Régie est d’avis que le Distributeur bénéficie d’une certaine marge de manœuvre dans la gestion de ses approvisionnements afin de sécuriser les capacités de transport requises à court terme.

[59] À la suite de la séance de travail tenue le 5 mai 2016, la Régie a d’ailleurs demandé à Gaz Métro de déposer, à partir du prochain rapport annuel, les informations suivantes relatives au plan d’approvisionnement :

- Le plan d’approvisionnement selon le format présenté à l’annexe 1 de la pièce B-0161 (R-3970-2016);
- Le tableau « Contrats d’approvisionnement existants transport » en date de la fermeture du rapport annuel présentant, pour chacune de ces capacités, les coûts

totaux répartis entre prime fixe et prime variable ainsi que la fonctionnalisation prévue entre les services de transport et d'équilibrage;

- Un rapport explicatif détaillant les évaluations découlant de la révision 0-12 et, le cas échéant, les ajustements des besoins d'approvisionnement à la suite du dépôt du dossier tarifaire ainsi que les changements majeurs pouvant avoir un impact sur les revenus de distribution, fourniture, transport et équilibrage et influencer les trop-perçus et les manques à gagner entre le distributeur et la clientèle.

2.4.1 TRANSACTIONS SPÉCIALES POUR BONIFICATION

[60] Pour l'année 2015, aucune vente *a priori* n'était prévue au dossier tarifaire et aucune transaction spéciale sujette à bonification n'a été réalisée en cours d'année[22].

2.4.2 TRANSACTIONS D'OPTIMISATION FINANCIÈRES POUR BONIFICATION

[61] Conformément à la décision D-2013-054^[23], les transactions d'optimisation financières sont possibles lorsqu'une opportunité de marché est présente et que le motif est financier. Elles ne peuvent se faire que si le Distributeur n'est pas opérationnellement contraint par ces transactions.

[62] La décision D-2014-077^[24] prévoit que les transactions de plus de 12 mois ou celles s'étendant au-delà du 30 septembre de l'année ne peuvent pas être considérées comme des transactions financières d'optimisation, puisque le Distributeur met à jour son plan d'approvisionnement sur une base annuelle.

[63] Au cours de l'exercice 2015, le Distributeur a conclu 16 transactions d'échanges/cessions d'optimisation, pour des revenus totalisant 214 k\$, dont une transaction non admissible à la bonification ayant des revenus de 12 k\$.

[64] Le tableau suivant présente les transactions d'optimisation financières admissibles à la bonification.

TABLEAU 7
TRANSACTIONS D'OPTIMISATION FINANCIÈRES

	Nombre de transactions	Revenus (k\$)
Échanges/Cessions d'optimisation	15	202,0
Prêts d'espace	0	0,0
TOTAL	15	202,0

Source : pièce [B-0153](#), tableau et note à la p. 3.

[65] Compte tenu de ces résultats, la Régie autorise Gaz Métro à accéder à une bonification de 20 k\$, tel que demandé, soit 10 % des revenus réels des transactions d'optimisation financières, conformément aux décisions D-2013-054 et D-2014-077.

[66] Par ailleurs, la Régie demande à Gaz Métro de déposer, à partir du prochain dossier de rapport annuel, les informations suivantes relatives à l'examen et la bonification des transactions d'optimisation financières :

- Pour chaque transaction d'optimisation financière sujette à bonification, fournir les informations suivantes en version papier et en version Excel de façon caviardée :
 - a. la date de la transaction;
 - b. une description de la transaction;
 - c. les volumes journaliers;
 - d. la période effective (date de début et date de fin);
 - e. les points de réception et de livraison;
 - f. les revenus générés en transport et équilibrage;
 - g. les explications permettant de démontrer que Gaz Métro a maintenu la clientèle opérationnellement et financièrement indemne de la transaction.

2.4.3 TRANSACTION D'ÉCHANGE DE 82 000GJ/JOUR – SUIVI DE LA DÉCISION D-2012-175

[67] Gaz Métro dépose un suivi de la décision D-2012-175^[25] spécifique à une transaction d'échange effectuée entre Dawn^[26] et son territoire GMIT EDA^[27] sur le marché secondaire pour une quantité de 82 000 GJ/jour, pour la période du 1^{er} novembre 2013 au 31 octobre 2023.

[68] Sur la base de la capacité du contrat de 82 000 GJ/jour pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015, Gaz Métro estime l'écart de coût total entre le tronçon Dawn-GMIT EDA et le tronçon Niagara^[28]-GMIT EDA à 14 067 100 \$^[29]. Selon l'analyse de Gaz Métro, il est plus coûteux de s'approvisionner entre Dawn-GMIT EDA que de s'approvisionner entre Niagara-GMIT EDA.

[69] Gaz Métro allègue que la comparaison des coûts entre Dawn-GMIT EDA et Niagara-GMIT EDA est difficile à réaliser. Elle consiste en une analyse théorique, compte tenu de l'absence de liquidité et de données fiables au point Niagara.

[70] Également, Gaz Métro mentionne qu'elle ne pouvait engager un achat de gaz de réseau de cette envergure sur une base annuelle, sur une période de 10 ans. Si l'achat Niagara-GMIT EDA avait pu se concrétiser, cela aurait nécessité une proportion de 40 % des achats de gaz de réseau sur une base annuelle auprès d'un seul fournisseur, ce qui irait à l'encontre du principe de diversité de fournisseur.

[71] Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte du suivi et de l'autoriser à y mettre fin pour les raisons suivantes :

- l'absence de liquidité à Niagara et l'impossibilité de déterminer un réel avantage/désavantage au niveau du coût de la molécule;
- l'impossibilité opérationnelle pour Gaz Métro d'acheter cette quantité sur une base annuelle plutôt que de l'échanger;
- le refus de la tierce partie de vendre la molécule selon l'indice de prix à Niagara.

Opinion de la Régie

[72] La Régie note que l'évaluation des coûts totaux effectuée par Gaz Métro pour s'approvisionner entre le tronçon Niagara-GMIT EDA tient compte de la valeur estimée des prix de transport entre Niagara et Dawn. Par conséquent, la comparaison des coûts pour la période du 1^{er} octobre 2014 au 30 septembre 2015 entre les tronçons Dawn-GMIT EDA et Niagara-GMIT EDA a été établie de façon théorique.

[73] La Régie constate que le marché gazier est en constante mouvance et qu'il est dynamisé par les perspectives de développements favorisant l'approvisionnement en gaz naturel à partir des bassins de Marcellus et de l'Utica. Elle est d'avis que d'importants projets en cours de réalisation permettront d'augmenter la capacité d'importation sur le réseau de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) à Niagara et à Chippawa.

[74] La Régie juge qu'il est probable que le point de réception Niagara devienne plus liquide au cours des prochaines années. Des données de marchés pourront alors être disponibles et plus représentatives des coûts d'approvisionnement entre Niagara-GMIT EDA.

[75] La Régie considère que les perspectives futures relatives à l'approvisionnement sont imprévisibles et que les raisons pour mettre fin au suivi de la décision D-2012-175^[30] ne sont pas nécessairement valables à l'horizon 2023.

[76] Pour ces motifs, la Régie prend acte du suivi relatif à la transaction d'échange de 82 000 GJ/jour et rejette la demande de Gaz Métro de mettre fin à ce suivi.

2.4.4 FONCTIONNALISATION DU COÛT DES ACHATS DE GAZ NATUREL

[77] Dans sa décision D-2015-177, la Régie autorise l'application de la nouvelle méthode de fonctionnalisation du coût des achats de gaz naturel selon le point de référence Empress^[31] pour 2014 et 2016. Pour 2015, la Régie y indique qu'il conviendra d'examiner la façon de traiter les résultats découlant de l'application de la méthode dans le cadre du présent dossier^[32].

[78] La Régie note que, dans un souci de cohérence, Gaz Métro a appliqué la méthode approuvée dans la décision D-2015-177 pour l'année 2015. Ainsi, les coûts annuels de transport, de l'équilibrage et de la distribution ont été établis selon la nouvelle méthode de fonctionnalisation des achats de fourniture, telle qu'appliquée pour les années 2014 et 2016.

[79] Dans le cadre du Rapport annuel 2015, la Régie constate que le traitement spécifique relatif à la méthode permet de fonctionnaliser le coût des achats de la fourniture en fonction des coûts réels d'achat de gaz naturel entre les différents services.

[80] La Régie prend acte de l'application de la nouvelle méthode de fonctionnalisation du coût des achats de gaz naturel approuvée dans sa décision D-2015-177 pour l'exercice financier 2015.

2.4.5 FONCTIONNALISATION DES COÛTS DES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT

[81] L'ACIG considère que l'approche de fonctionnaliser les coûts FTLH entièrement au transport pour 2015 est inappropriée et génère un biais défavorable à l'égard de la clientèle à profil stable. De plus, cette approche ne respecte pas la causalité des coûts, car les capacités additionnelles de FTLH acquises pour 2015 ont servi, du moins en partie, à équilibrer la demande annuelle.

[82] L'intervenante mentionne que si Gaz Métro avait pu contracter du transport Firm Transportation Short Haul (FTSH)[33] en dépit de ses démarches, une partie des coûts relatifs à ces derniers aurait été récupérée par le biais du tarif d'équilibrage, puisque la double fonction de ces capacités de transport FTSH est reconnue.

[83] Gaz Métro soutient que la position de l'ACIG repose sur une lecture erronée de la preuve quant à la nécessité de contracter des capacités de transport FTLH sur le marché secondaire lors d'un hiver plus froid que prévu, faisant en sorte que la fonctionnalisation de ces coûts, entièrement au service de transport, ne respecte pas le principe de causalité des coûts.

[84] Le Distributeur indique que les coûts associés à ces capacités auraient été les mêmes, indépendamment du fait que l'hiver subséquent soit chaud, normal ou froid. Il soutient que les « transactions d'échange Empress – GMIT EDA » dont il est question ont un coefficient d'utilisation de 100 % et font partie du premier groupe d'approvisionnement dans l'ordonnement des outils.

[85] Gaz Métro soutient que la causalité des coûts est entièrement respectée en fonctionnalisant les coûts des capacités additionnelles contractées sur le marché secondaire au service de transport. De plus, elle souligne que la Régie a statué dans sa décision D-2014-064 sur la fonctionnalisation des outils d'approvisionnement aux services de transport et d'équilibrage :

« [166] La Régie est d'avis que les outils d'approvisionnement sont contractés pour satisfaire la demande prévue, tout en dotant le Distributeur d'une marge pour être en mesure de faire face à des événements de plus faible probabilité. En conséquence, elle juge que ce sont les données prévisionnelles qui doivent être maintenues, même si les données réelles sont différentes »[34].

[86] La Régie constate que la modification demandée par l'ACIG consiste à reconsidérer la fonctionnalisation des coûts des outils d'approvisionnement sur laquelle la Régie s'est déjà prononcée dans sa décision D-2014-064. **Conséquemment, la Régie ne retient pas la recommandation de l'ACIG quant à la fonctionnalisation des coûts de capacité de transport contractée sur le marché secondaire.**

2.4.6 FONCTIONNALISATION DES REVENUS DES OBLIGATIONS MINIMALES ANNUELLES DE TRANSPORT

[87] Dans sa décision D-2015-125, la Régie demandait ce qui suit :

« [106] [...] le Distributeur devra tenir compte des données réelles dans le calcul du transfert de la perte de revenu sur les ventes de transport excédentaire et devra faire une proposition à cet égard dans le cadre de son rapport annuel 2015. Pour le présent dossier, la Régie prend acte des résultats présentés ».

[88] Dans le présent dossier, Gaz Métro prend en compte les données réelles dans les calculs de l'optimisation du transport. Cependant, elle maintient le montant de 532 k\$ prévu au dossier tarifaire pour le transfert de la perte de revenus sur les ventes de transport excédentaire vers le service d'équilibrage.

[89] Questionné à cet égard, le Distributeur indique qu'il n'a pas ajusté le montant du transfert, puisqu'aucun écart relatif à des pertes de revenus sur les ventes de transport excédentaire n'a été réalisé par rapport au budget.

[90] Gaz Métro mentionne que si le montant du transfert de la perte sur les ventes de transport excédentaire avait été actualisé à la valeur réelle des obligations minimales annuelles (OMA) de 590 k\$, le coût du service de transport aurait augmenté de 58 k\$ et, à l'inverse, celui de l'équilibrage aurait été réduit d'autant[35].

[91] **La Régie prend acte de l'ajustement au montant du transfert de la perte sur les ventes de transport excédentaire actualisé à la valeur réelle des OMA. Elle demande à Gaz Métro de faire une proposition à cet égard dans le cadre de son rapport annuel 2016.**

2.5 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

[92] Gaz Métro présente la comparaison du plan de développement du dossier tarifaire 2015 par rapport aux résultats réels *a priori* pour l'exercice terminé le 30 septembre 2015 pour les ventes à de nouveaux clients, les ajouts de charge et les ventes totales^[36].

[93] Pour le secteur Résidentiel, la Régie note que les volumes réels totaux sont à peu près équivalents à ceux prévus, malgré une baisse de 30 % du nombre de clients. Pour le secteur Affaires, elle note une augmentation des dépenses réelles d'investissements nets de 26 %. Finalement, pour la clientèle Grand débit, la Régie note que le nombre de clients, les volumes de ventes et les investissements réels sont inférieurs à ceux prévus.

[94] Les projets du secteur Affaires présentent une rentabilité plus faible que celle prévue initialement, qui est compensée par une hausse de la rentabilité réalisée dans les secteurs Résidentiel et Grand débit. Au total, le taux de rendement interne (TRI) s'élève à 16,11 % pour 2015, comparativement au TRI de 17,17 % prévu initialement.

[95] Gaz Métro présente également une analyse de la rentabilité *a posteriori* du plan de développement 2012 du marché résidentiel, ainsi que du marché affaires^[37]. Elle présente également une analyse des écarts significatifs entre les résultats *a priori* du plan de développement et les résultats 2012 *a posteriori*, après trois ans, conformément à la décision D-2014-165^[38].

[96] Selon la grille tarifaire d'origine (2012), le TRI *a posteriori* pour l'ensemble du marché résidentiel affiche une baisse de 2,06 %. Cette diminution est le résultat combiné d'une baisse des volumes et d'une réduction des investissements totaux. Le TRI pour l'ensemble du marché affaires est en baisse de 2,48 % et s'explique essentiellement par une baisse des volumes.

[97] Gaz Métro fait valoir que le contexte économique dans lequel les clients ont évolué au cours de la période 2012-2015 a été défavorable par rapport à ce qui avait été prévu. Selon elle, le ralentissement économique pourrait avoir affecté le comportement de ses clients, ce qui expliquerait en partie les écarts défavorables en terme de nombre de clients et de volumes.

[98] La FCEI doute des hypothèses utilisées par Gaz Métro dans son calcul de la rentabilité *a posteriori* du plan de développement, notamment en ce qui a trait aux ajouts de clients résidentiels aux années 4 et 5 du plan. L'intervenante est d'avis que le ralentissement des mises en chantiers, ayant permis de justifier la baisse des ajouts à l'année 3, ne peut justifier une multiplication par un facteur de quatre des ajouts entre les années 3 et 4.

[99] La FCEI estime qu'un suivi du plan de développement 2012 à l'année 4, limité aux nombres de clients ajoutés, serait requis dans le cadre du prochain rapport annuel de Gaz Métro. Ceci permettrait de valider les hypothèses utilisées par cette dernière, sans toutefois entraîner d'effort important de sa part.

[100] La Régie souhaite que le Distributeur procède à une réévaluation de ses estimations ou prévisions, notamment les mises en chantier, de façon à tenir compte de la conjoncture économique au fur et à mesure qu'il exécute son plan de développement. Elle est d'avis que les écarts entre les prévisions *a priori* et les résultats *a posteriori* observés et analysés par Gaz Métro au présent dossier ne comportent aucun enjeu particulier.

[101] La Régie note que les constats découlant des analyses du suivi *a posteriori* permettent à Gaz Métro d'améliorer ses méthodes et processus d'affaires et ce, également dans le cadre de la prévision des ventes des projets d'investissements. La Régie retient également que la prévision des nouvelles ventes est fondée sur des hypothèses similaires à celles qui sont utilisées dans le cadre des prévisions du plan de développement des nouvelles ventes.

[102] **Dans ce contexte, la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI de demander un suivi du plan de développement 2012 à l'année 4.**

[103] **La Régie prend acte des suivis relatifs à la rentabilité *a priori* du plan de développement 2015 et à la rentabilité *a posteriori* du plan de développement 2012 des marchés résidentiels et affaires**

3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[104] Au 30 septembre 2015, le PGEÉ de Gaz Métro a atteint 107 % des économies annuelles de gaz naturel prévues pour l'année financière 2014-2015, soit 42 085 285 m³ sur un objectif de 39 393 802 m³. Ces économies ont été obtenues avec un nombre de

participants inférieur de 5 % à celui prévu. Les dépenses réelles sont également inférieures de 4 % par rapport aux prévisions.

[105] L'écart budgétaire de 773 934 \$ étant transféré au compte de frais reportés (CFR) du PGEÉ, le niveau de la charge constatée dans les résultats représente le montant prévu au budget, soit 18 680 378 \$. Cet écart budgétaire représente un trop-perçu qui sera retourné aux clients dans les tarifs de 2017.

[106] La Régie note que les programmes d'encouragement à l'implantation PE208, PE218 et PE219, sont les plus rentables du PGEÉ. Ils représentent 59 % des économies d'énergie totales du PGEÉ et 28 % du budget. Le programme PE210 à lui seul représente 27 % du budget du PGEÉ et 12 % des économies d'énergie. Le programme PE235 suit, avec 11 % du budget du PGEÉ et 8 % des économies d'énergie.

[107] Le marché résidentiel ne produit que 1,2 % des économies d'énergie, mais accapare 6,8 % du budget. Le marché commercial, institutionnel et industriel (CII) représente 46,9 % des économies d'énergie et 70,5 % du budget. Le marché Ventes grandes entreprises (VGE) est le plus performant, avec 51,9 % des économies d'énergie du PGEÉ et seulement 22,7 % du budget[39].

[108] La Régie prend acte des résultats du PGEÉ 2015 de Gaz Métro. Considérant l'atteinte des objectifs annuels d'économie d'énergie, elle autorise Gaz Métro à accéder à 100 % de l'incitatif à la performance relatif au PGEÉ, soit une bonification de rendement au montant de 1 M\$, tel que prévu à la décision D-2012-076[40].

3.1 BUDGET DE COMMERCIALISATION DES PROGRAMMES DU PGEÉ

[109] Dans son rapport annuel du PGEÉ 2015, Gaz Métro présente le statut des activités et des outils de communication dans lesquels s'inscrit une partie de la campagne de positionnement multiplateforme.

[110] Questionnée à cet égard, Gaz Métro indique qu'un montant de 136 500 \$ a été alloué aux programmes de sensibilisation PE106, PE204 et PE214 du PGEÉ, soit 5 % du coût total de la campagne. Elle justifie cette allocation comme suit :

« [...] Avant de proposer des programmes d'efficacité énergétique à ces clientèles, il est essentiel qu'elles connaissent les bénéfices d'une meilleure consommation d'énergie et qu'elles sachent que Gaz Métro l'encourage auprès de ses clients actuels et potentiels »[\[41\]](#).

« [...] Étant donné que les activités de la campagne reliées à la sensibilisation à une meilleure consommation d'énergie répondaient aussi bien aux objectifs de positionnement du gaz naturel et de l'entreprise qu'à ceux de commercialisation des programmes du PGEÉ, 5 % du coût de la campagne a été assumé par les programmes du PGEÉ »[\[42\]](#).

[111] Selon le ROEÉ, la campagne publicitaire s'adresse à une clientèle québécoise qui utilise majoritairement l'hydroélectricité. À titre de stratégie de relations publiques, la campagne ne rejoint pas les objectifs des programmes de sensibilisation du PGEÉ. L'intervenant recommande donc à la Régie de refuser que des fonds provenant des programmes de sensibilisation du PGEÉ servent au financement de la campagne de positionnement multiplateforme.

[112] L'UC considère que la campagne se fait au bénéfice des activités non réglementées. De plus, elle n'identifie aucune information dans la campagne qui vise la diminution de la consommation de gaz naturel ou la promotion des programmes du PGEÉ. Selon l'UC, les coûts reliés à cette activité ne devraient pas être inclus dans le budget du PGEÉ.

[113] L'UC demande à la Régie que le montant de 136 500 \$ associé à la campagne multiplateforme soit retiré des montants reconnus au PGEÉ. Elle demande également à la Régie de prendre les mesures nécessaires afin que le coût total de la campagne de 2 674 015 \$ soit remis à la clientèle en baisse de tarifs dès l'année tarifaire 2017.

[114] La Régie ne retient pas les recommandations du ROEÉ et de l'UC. Elle est satisfaite des explications fournies par Gaz Métro et considère que la campagne de positionnement multiplateforme répondait en partie aux objectifs de commercialisation des programmes du PGEÉ. De plus, elle juge que le montant de 136 500 \$ dépensé dans le cadre du PGEÉ, soit un montant qui correspond à 5 % du coût total de la campagne, est raisonnable.

[115] En conséquence, la Régie autorise Gaz Métro à comptabiliser un montant de 136 500 \$ lié à la campagne de positionnement multiplateforme dans les coûts de commercialisation des programmes de sensibilisation du PGEÉ pour 2015.

4. SUIVIS

4.1 SUIVIS DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT

[116] Gaz Métro présente le suivi annuel des projets suivants :

- projet d'extension du réseau Vallée-Jonction et Thetford Mines;
- projet d'extension du réseau La Corne;
- rapport du suivi sur la franchise pour desservir les territoires des régions du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et de la Côte-Nord;
- projet d'acquisition des conduites de Pétromont;
- projet de relocalisation de la conduite du pont Bisson;
- projet de relocalisation d'une conduite de transmission à Malartic;
- projet d'investissement visant l'extension du réseau dans la ville de Terrebonne;
- projet de la conduite de transmission située près du prolongement de l'autoroute 70 à Saguenay;
- projet de relocalisation de la conduite du pont de la rivière Cap Rouge;
- projet d'extension du réseau Beauharnois;
- projet de relocalisation de la conduite près du pont Bouchard;
- projet d'amélioration et de renforcement du réseau de transmission du Saguenay.

[117] **La Régie prend acte du suivi de ces projets.**

[118] Gaz Métro présente également les suivis relatifs aux projets suivants et demande à la Régie d'y mettre fin :

- CFR lié à une extension éventuelle du réseau gazier vers la Côte-Nord;
- projet de rétablissement de la conduite sous le pont Jacques-Cartier;

- projet de remplacement et de relocalisation d'actifs situés sous l'autoroute Félix-Leclerc;
- projet d'extension du réseau jusqu'à la municipalité de Saint-Félicien;
- projet de relocalisation d'une conduite de transmission à Drummondville;
- projet de relocalisation de la conduite du pont Arthur-Laberge;
- projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers autorisée (suivi de la décision D-2014-069), pour le remplacer par le suivi de projet du dossier R-3942-2015.

[119] La Régie prend acte de ces suivis et autorise leur fin, les conditions établis dans la décision D-97-25 ayant été satisfaites.

4.1.1 RAPPORT DE SUIVI ASSOCIÉ À L'ACTIVITÉ DE VENTE DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

[120] Gaz Métro présente un suivi de l'activité de vente de GNL réalisée en 2015. La facturation des volumes réels de $32\,109\,10^3\text{m}^3$ ^[43] pour la desserte du client GM GNL totalise 4,9 M\$. De plus, Gaz Métro ajoute un montant de 102 k\$ lié aux ajustements rétroactifs de la facturation, conformément à la décision D-2015-125R^[44].

[121] Pour 2015, Gaz Métro indique n'avoir contracté aucun outil de maintien de la fiabilité, puisque les besoins en approvisionnement ont été établis selon la demande continue pour la journée de pointe et que la capacité d'entreposage de l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification (LSR) n'est pas entièrement requise selon l'évaluation des besoins d'hiver extrême, avec ou sans la réservation à l'usine LSR par le client GM GNL.

[122] Conformément à la décision D-2011-030, le Distributeur présente la capacité d'entreposage réservée à l'usine LSR par le client GM GNL au cours de l'année, ainsi que les mises à jour lorsque le volume utilisé est supérieur au volume projeté. Il indique que la capacité d'entreposage réservée à l'usine LSR a été révisée de $1\,040$ à $1\,200\,10^3\text{m}^3$ en décembre 2014, puis à $1\,400\,10^3\text{m}^3$ vers la mi-février 2015.

[123] Gaz Métro soutient avoir effectué, préalablement à chaque demande de révision de la capacité réservée à l'usine LSR, une évaluation de l'impact de la majoration des

capacités réservées par le client GM GNL sur les besoins du plan d'approvisionnement et sur la nécessité de contracter ou non un outil de maintien de la fiabilité. Les simulations effectuées confirment que ces demandes d'augmentation n'occasionnent aucun impact sur les capacités réservées et ne requièrent pas de contracter un outil de maintien de la fiabilité[45].

[124] La Régie note qu'en augmentant la capacité d'entreposage réservée à l'usine LSR, le client GM GNL assume une hausse des coûts de la fonction entreposage et une hausse de quote-part légèrement plus importante de l'évaporation régulière, en regard de l'augmentation de la quantité annuelle de demande de GNL en été.

[125] Dans sa décision D-2010-144, la Régie a établi les principes à respecter pour l'établissement des coûts de distribution et d'équilibrage à appliquer à l'activité de vente à GNL :

« [204] Pour la composante équilibrage, la Régie accepte l'utilisation d'un taux sur la base du tarif d'équilibrage du distributeur, puisque celui-ci reflète effectivement le coût de ce service [...] la Régie considère que le coût d'équilibrage devrait être établi en prenant comme hypothèse le taux moyen du tarif d'équilibrage associé au profil de consommation de l'ensemble de l'usine LSR.

[...]

[207] La Régie considère que le coût unitaire moyen de distribution doit être établi en prenant comme hypothèse le coût unitaire de distribution d'un client ayant un profil de consommation similaire à celui de l'usine LSR dans son ensemble. [...]

[...]

[218] Lors du dossier d'examen du rapport annuel, le distributeur devra établir les coûts réellement encourus pour l'activité de vente de GNL, en prenant en compte les volumes de GNL réellement consommés [...] »[46].

[126] La Régie note que Gaz Métro a établi le coût de distribution à allouer à l'activité GNL en considérant le volume quotidien réel de liquéfaction de l'usine LSR. Pour 2015, les volumes réels de liquéfaction sur une base quotidienne correspondent au

coût unitaire au pallier 5.8, volet A du tarif D₅. Le coût de distribution a été calculé en appliquant ce coût unitaire au volume réellement consommé par le client GM GNL.

[127] Pour ce qui est du coût d'équilibrage, la Régie note que Gaz Métro a considéré le profil global de liquéfaction de l'usine LSR conformément à la décision D-2010-144 et au chapitre 4 des *Conditions de service et Tarif*. Ainsi, pour 2015, les paramètres nécessaires au calcul du coût d'équilibrage doivent être déterminés en considérant le profil global de liquéfaction de l'usine LSR de l'année 2014.

[128] La Régie autorise Gaz Métro à attribuer à l'activité GNL, pour l'exercice financier 2015, les coûts présentés au tableau suivant.

TABLEAU 8
COÛTS ATTRIBUÉS À L'ACTIVITÉ GNL POUR 2015

Composante	Taux (¢/m ³)	Coûts (000 \$)
Utilisation de l'usine LSR	-	2 315
Transport	6,625	2 128
Équilibrage (pointe et espace)	-1,183	-380
Fonds vert	0,333	49
Distribution	2,602	835
Ajustement rétroactif 2014 – D-2015-125R		102
Total		5 049

Source : pièce [B-0112](#), p. 1.

[129] **La Régie prend acte des coûts fixes et variables d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL, ainsi que du fait qu'aucun outil de maintien de la fiabilité n'était requis pour 2015. Elle prend également acte du fait que Gaz Métro a appliqué les ajustements de la facturation 2014 totalisant 102 k \$ conformément à la décision D-2015-125R.**

4.2 UTILISATION DU COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL

[130] En suivi de la décision D-2014-077, Gaz Métro présente un bilan détaillé du programme pilote du Compte d'aide pour le soutien social (CASS). Elle indique avoir déboursé un montant total de 97 010 \$ en 2015, soit 95 743 \$ versés à Option Consommateurs (OC) pour la qualification des clients du programme et 1 267 \$ pour deux ententes finalisées. Il s'agit d'un écart budgétaire de 152 990 \$, comparativement au montant prévu de 250 k\$. De plus, des sommes de 103 926 \$ ont été potentiellement engagées et une somme de 341 \$ est en attente d'être créditée pour une entente finalisée.

[131] L'UC est préoccupée par la rémunération mensuelle fixe d'une ressource à temps plein chez OC, considérant que seulement 132 dossiers ont été traités. Elle soumet que le budget autorisé de 250 k\$ prenait en compte l'hypothèse que 312 clients par année pourraient laisser un solde impayé.

[132] L'UC est d'avis que les frais de gestion fixes versés à OC pour qualifier les ménages à faible revenu (MFR) sont trop élevés. Elle recommande de ne reconnaître qu'un montant de 62 800 \$ comme frais de gestion du programme pilote du CASS, considérant l'offre de service préparée par OC en janvier 2014[47].

[133] Gaz Métro indique qu'une entente a été signée avec OC en octobre 2014, remplaçant l'offre de services à laquelle l'UC fait référence[48].

[134] À cet égard, Gaz Métro soumet que :

« [...] malgré le fait que les négociations avec OC se soient conclues sur une base légèrement différente que ce qui fut annoncé dans le cadre de la cause tarifaire 2014 (R-3837-2013), Gaz Métro a agi de façon prudente dans les circonstances en ce qu'elle a conclu une entente qui visait un équilibre entre les frais de gestion versés à OC et le risque de mauvaises créances pour Gaz Métro et sa clientèle, tout en s'assurant que les clients ayant fait l'objet d'une interruption puissent également profiter d'une qualification rapide »[49].

[135] De plus, Gaz Métro indique qu'afin d'estimer le budget nécessaire pour mettre en place le programme-pilote et, plus spécifiquement, le nombre de clients qui feraient l'objet d'une qualification, elle a élaboré des hypothèses sérieuses en fonction des données qu'elle possédait, mais que ces dernières comportaient un degré d'incertitude.

[136] La Régie précise qu'il s'agit d'un programme pilote et que le budget approuvé pour la première année correspond à une enveloppe globale qui couvre l'ensemble des dépenses, sans distinction entre les dépenses pour la qualification des MFR et les autres dépenses.

[137] **La Régie prend acte des montants dépensés par Gaz Métro pour la première année du programme pilote du CASS et s'en déclare satisfaite.**

[138] Par ailleurs, la Régie souligne que dans le cadre de l'évaluation des programmes PE126 et PE236 du PGEÉ dédiés aux MFR, l'évaluateur recommande de prioriser une approche intégrée avec la collaboration d'autres distributeurs d'énergie et les divers paliers gouvernementaux, pour venir en aide à cette clientèle.

[139] Gaz Métro a rencontré Hydro-Québec et le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIE) en novembre 2015, au sujet de l'établissement d'un centre d'accompagnement dédié aux MFR à partir de 2017. Cette nouvelle offre serait précédée par un projet pilote en 2016, afin de tester l'approche avec un nombre restreint de MFR dans des zones ciblées.

[140] Gaz Métro ne souhaite pas participer à un second projet pilote sans que les conclusions du programme pilote du CASS en cours ne soient connues. Toutefois, elle demeure intéressée à suivre l'évolution du programme pilote proposé. Elle a également manifesté son intérêt pour le projet à plus long terme, en souhaitant poursuivre les discussions avec Hydro-Québec et le BEIE.

4.3 AUTRES SUIVIS ANNUELS À LA SUITE DE DÉCISIONS DE LA RÉGIE

[141] Gaz Métro présente les suivis annuels suivants, à la suite de décisions de la Régie :

- flexibilité tarifaire : biénergie et mazout;
- bilan de l'utilisation du Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes;
- rapport sur les revenus générés par le service de gaz d'appoint (concurrence et saisonnier);
- transactions d'échange géographique avec un client de la franchise et comportant un point d'échange dans la franchise;
- défaut ou faillite d'une contrepartie dans le cadre de toute transaction touchant les approvisionnements gaziers;
- niveau de saturation du réseau par région;
- transaction d'échange de 82 000 GJ/jour;
- diversification des indices d'achats de fourniture;
- stratégie de gestion des retraits et injections au site d'entreposage d'Union Gas;
- gestion des préavis de sortie du service de transport du Distributeur.

[142] **La Régie prend acte de ces suivis.**

5. CRÉATION D'UN COMPTE DE FRAIS REPORTÉS POUR LE PROGRAMME PILOTE DU COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL

[143] Gaz Métro demande la création d'un CFR hors base de tarification portant intérêts, dans lequel seront cumulés les écarts entre les montants autorisés et ceux réellement dépensés pour le programme pilote du CASS. Pour 2015, le montant révisé qui devrait être comptabilisé dans le CFR s'élève à 152 990 \$[\[50\]](#).

[144] Gaz Métro fait valoir que la création d'un CFR permettrait de neutraliser l'impact des écarts budgétaires du programme pilote sur les trop-perçus et les manques à gagner constatés en fin d'année. Ainsi, le budget autorisé de 250 k\$ par année serait destiné à la clientèle MFR afin de répondre aux objectifs du programme pilote et au règlement des dossiers des clients CASS, peu importe l'année où les engagements ont été pris.

[145] Selon Gaz Métro, la création du CFR serait approprié, que le programme CASS soit maintenu ou non. Dans ce dernier cas, les sommes inutilisées seraient remises aux clients dans l'année suivant les derniers règlements.

[146] Gaz Métro indique ne pas avoir demandé la création du CFR pour le programme pilote du CASS au même moment que la demande d'autorisation du budget, puisqu'il lui était difficile d'anticiper des écarts entre le montant prévu et les dépenses réellement encourues.

[147] Selon Gaz Métro, la création d'un CFR pour cumuler l'écart budgétaire dès 2015 n'enfreint pas le principe de non-rétroactivité tarifaire. Elle soumet que ce principe a été établi afin d'éviter que la stabilité financière des services publics réglementés ne soit ébranlée si les tarifs connaissaient des variations arbitraires. Ce faisant, la création du CFR neutralise l'impact des écarts et ainsi, préserve la stabilité financière[\[51\]](#).

[148] La Régie ne souscrit pas à la position du Distributeur. Elle est d'avis que la création d'un CFR pour cumuler les écarts entre les montants autorisés et ceux réellement dépensés pour l'année 2015 va à l'encontre du principe de non-rétroactivité tarifaire que la Régie applique de façon générale. En effet, tel qu'énoncé par la Cour suprême du Canada dans l'arrêt *Bell Canada c. CRTC*, la Régie considère qu'elle ne peut rendre « *des ordonnances applicables à des périodes antérieures à la décision finale* »[\[52\]](#).

[149] Toutefois, considérant l'importance d'allouer l'entièreté du budget autorisé pour les fins du programme pilote du CASS, la Régie juge nécessaire de neutraliser les impacts des écarts budgétaires sur les trop-perçus ou manques à gagner constatés en fin d'exercice financier.

[150] En conséquence, la Régie rejette la demande de Gaz Métro visant la création d'un CFR hors base portant intérêts, aux fins de comptabiliser l'écart de 152 990 \$ entre le montant autorisé et celui dépensé en 2015 pour le programme pilote du CASS, mais autorise la création d'un CFR hors base portant intérêts, dans lequel seront cumulés les écarts entre les montants autorisés et ceux réellement dépensés pour le programme pilote du CASS, à compter de la date de dépôt de la demande d'examen du Rapport annuel 2015, soit le 29 janvier 2016.

[151] Ce faisant, l'écart de 152 990 \$ entre le montant autorisé et celui dépensé en 2015 doit être constaté dans les charges d'exploitation, augmentant du même montant le trop-perçu avant impôts pour l'exercice financier 2015.

6. INFORMATIONS CONFIDENTIELLES

6.1 SUIVIS ET INFORMATIONS DE NATURE TRANSACTIONNELLE

[152] Gaz Métro demande à la Régie d'ordonner le traitement confidentiel des pièces suivantes :

- rapport relatif au SPEDE, pièce B-0039 (révisée B-0144);
- suivi relatif à l'évolution du compte de frais reportés SPEDE, pièce B-0040;
- pièce B-0021;
- informations caviardées contenues aux pièces B-0022 et B-0023;
- informations caviardées de l'annexe 1 de la pièce B-0024;
- informations caviardées de la pièce B-0027;

- informations caviardées et tableaux ventilant les coûts des projets décrits aux pièces B-0055, B-0061 et B-0063 (révisée B-0145), jusqu'à ce que chacun des projets soit complété;
- informations caviardées contenues aux annexes 1 à 3 de la pièce B-0161 (révisée B-0169) ;
- informations caviardées contenues à la réponse 7.4 et aux annexes 4 à 6 de la pièce B-0186.

[153] Les demandes de traitement confidentiel de Gaz Métro sont accompagnées de déclarations sous serment.

6.1.1 PIÈCES B-0039 (RÉVISÉE B-0144) ET B-0040

[154] Gaz Métro demande le traitement confidentiel des pièces B-0039 (révisée B-0144) et B-0040 portant sur les indices de suivi relatifs au SPEDE et l'évolution du CFR-SPEDE.

[155] Gaz Métro affirme que les informations contenues à ces pièces sont de nature stratégique et confidentielle. Leur divulgation publique pourrait porter atteinte aux futures négociations de Gaz Métro ou aux actions posées par cette dernière, en permettant à d'autres acteurs susceptibles d'intervenir dans le cadre du SPEDE d'ajuster leur positionnement en conséquence et ainsi, de causer un préjudice à sa clientèle.

[156] Aussi, la divulgation publique de ces informations serait contraire aux exigences prévues au premier paragraphe de l'article 51 du *Règlement concernant le Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*[\[53\]](#).

[157] Pour les motifs invoqués par le Distributeur, la Régie accueille les demandes de Gaz Métro quant au traitement confidentiel des pièces B-0039 (révisée B-0144) et B-0040. Elle interdit la divulgation, la publication et la diffusion de ces pièces pour une durée indéterminée.

6.1.2 PIÈCE B-0021, INFORMATIONS CAVIARDÉES CONTENUES AUX PIÈCES B-0022, B-0023, B-0024 ANNEXE 1, B-0027, B-0161 (RÉVISÉE B-0169) ANNEXES 1 À 3 ET B-0186, RÉPONSE 7.4 ET ANNEXES 4 À 6

[158] Gaz Métro soumet que la divulgation publique des informations contenues à la pièce B-0021, qui énumère les transactions de gaz d'appoint effectuées au cours du dernier exercice, permettrait d'identifier les clients visés par les transactions. Or, les accords conclus avec ces clients sont de nature privée. De plus, les informations permettent d'identifier le tarif dont bénéficient les clients touchés par ces transactions, ce qui doit demeurer confidentiel.

[159] La Régie accueille, pour les motifs invoqués par Gaz Métro, la demande de traitement confidentiel de la pièce B-0021. Pour les motifs exposés à la section 6.2 quant à la durée dudit traitement confidentiel, la Régie interdit la divulgation, la publication et la diffusion de cette pièce pour une durée de 10 ans.

[160] Les informations caviardées de la pièce B-0022 présentent les transactions d'échange géographique effectuées avec un client de la franchise et comportant un point d'échange avec cette dernière. Gaz Métro soumet qu'elle ne doit pas divulguer ces informations contractuelles, à l'égard desquelles elle s'est engagée à respecter la confidentialité.

[161] Les informations caviardées de la pièce B-0023 contiennent des informations commerciales confidentielles de clients qui, si elles étaient dévoilées publiquement, pourraient nuire aux négociations contractuelles futures de Gaz Métro et lui causer un préjudice commercial au détriment de sa clientèle.

[162] Les informations caviardées de l'annexe 1 de la pièce B-0024 portent sur des informations confidentielles à l'égard desquelles Gaz Métro s'est engagée auprès de fournisseurs à maintenir la confidentialité. De plus, leur divulgation pourrait nuire aux relations futures qu'elle doit entretenir avec ces fournisseurs.

[163] La pièce B-0027 contient des informations permettant d'identifier les clients visés par les transactions qui y sont présentées. Gaz Métro juge que ces informations sont confidentielles, en ce que les ententes intervenues avec ces clients sont privées.

[164] La Régie accueille la demande de traitement confidentiel des informations caviardées présentées aux pièces B-0022, B-0023, B-0024, annexe 1 et B-0027 pour les motifs invoqués par Gaz Métro et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée indéterminée.

[165] Les annexes 1 à 3 de la pièce B-0161 (révisée B-0169) présentent le détail des revenus générés par les transactions financières et le détail des prix consentis par des tiers pour l'achat de gaz naturel à Dawn et à Empress, entre le 1^{er} octobre 2014 et le 30 septembre 2015.

[166] Les informations caviardées présentées à la réponse 7.4 et aux annexes 4 à 6 de la pièce B-0186 contiennent des prix, ou des informations permettant de les déduire, consentis par des tiers pour des transactions d'échange entre des points géographiques.

[167] Gaz Métro fait valoir que la divulgation de ces informations de nature commerciale pourrait porter atteinte à ses négociations contractuelles futures de Gaz Métro et lui causer un préjudice commercial au détriment de sa clientèle.

[168] La Régie accueille, pour les motifs invoqués par Gaz Métro, la demande de traitement confidentiel des annexes 1 à 3 de la pièce B-0161 (révisée B-0169), ainsi que de la réponse 7.4 et des annexes 4 à 6 de la pièce B-0186. Elle interdit leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour une durée de 10 ans.

6.1.3 INFORMATIONS RELATIVES AUX PROJETS D'INVESTISSEMENT CONTENUES À LA PAGE 2 DES PIÈCES B-0055, B-0061, B-0063 (RÉVISÉE B-0145) ET PAGE 4 DE LA PIÈCE B-0063 (RÉVISÉE B-0145)

[169] Gaz Métro demande la confidentialité de ces informations, puisqu'elles ont déjà été reconnues comme telles par la Régie dans le cadre des dossiers portant sur les demandes d'autorisation.

[170] Pour ce motif, la Régie accueille les demandes de Gaz Métro quant au traitement confidentiel des informations caviardées contenues aux pièces B-0055, B-0061 et B-0063 (révisée B-0145). Elle interdit leur divulgation, leur publication et leur diffusion jusqu'à ce que chacun des projets visés par ces pièces soit complété.

6.2 ÉTATS FINANCIERS ET AUTRES INFORMATIONS FINANCIÈRES

[171] Gaz Métro dépose, sous pli confidentiel, les états financiers et autres informations financières contenues aux pièces suivantes :

- informations caviardées de la pièce B-0082;
- détails complémentaires sur les états financiers, pièce B-0126;
- balance de vérification de Gaz Métro, pièce B-0064;
- états financiers non consolidés au 30 septembre 2015 de Société en commandite Gaz Métro Plus, pièce B-0065;
- états financiers consolidés au 30 septembre 2015 et 2014 de Northern New England Energy Corporation and subsidiaries, pièce B-0066;
- états financiers au 31 décembre 2014 et 2013 de Gazoduc Trans Québec & Maritimes inc., pièce B-0067;
- états financiers au 30 septembre 2015 de Corporation Champion Pipe Line Limitée, pièce B-0068;
- états financiers non consolidés au 30 septembre 2015 et 2014 de Gaz Métro Éole 4 inc., pièce B-0069;
- états financiers non consolidés au 30 septembre 2015 et 2014 de Gaz Métro Éole inc., pièce B-0070;
- états financiers au 31 décembre 2014 de Gaz Métro GNL 2013 SEC, pièce B-0071;
- états financiers au 31 décembre 2014 d'Intragaz, Société en commandite, pièce B-0072;
- états financiers au 30 septembre 2015 de Gaz Métro Solutions Transport, S.E.C., pièce B-0073.

[172] Gaz Métro demande le traitement confidentiel de ces pièces pour une durée de 10 ans, au principal motif qu'elles contiennent des informations de nature financière qui, si elles étaient rendues publiques, risqueraient de lui causer un préjudice, ainsi qu'à ses filiales.

[173] Questionnée à cet égard, Gaz Métro explique que lorsqu'elle demandait un traitement confidentiel pour une durée de deux ans pour des informations de même nature, au terme de laquelle la Régie lui retournait les documents, elle permettait à cette dernière de se départir de certains documents dans un temps imparti. Toutefois, cela ne faisait pas en sorte qu'elle ne considérait plus les documents comme confidentiels[54].

[174] Afin que des intervenants, par exemple, ayant pris connaissance des informations traitées confidentiellement, ne puissent les divulguer à l'expiration d'un délai de deux ans,

Gaz Métro soumet qu'elle demandera désormais leur traitement confidentiel pour une durée de dix ans, soit pendant la période durant laquelle elle les considère sensibles.

[175] Pour les motifs exposés par Gaz Métro, la Régie accueille la demande de traitement confidentiel des informations caviardées de la pièce B-0082, ainsi que des pièces B-0064 à B-0073 et B-0126 et interdit leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour une durée de 10 ans.

7. DEMANDE DE PAIEMENT DE FRAIS

[176] Dans sa décision D-2015-125, la Régie demandait à Gaz Métro de continuer de présenter, préalablement à son dépôt, son rapport annuel aux intervenants ayant participé au dossier tarifaire correspondant au rapport annuel déposé, ainsi qu'au personnel de la Régie.

[177] La Régie réitère sa demande à Gaz Métro, formulée dans la décision D-2015-125, de continuer de présenter, préalablement à son dépôt, son rapport annuel aux intervenants ayant participé au dossier tarifaire correspondant au rapport annuel déposé, ainsi qu'au personnel de la Régie. Elle juge qu'il y a lieu d'accorder aux participants le montant forfaitaire prévu au *Guide de paiement des frais 2012 (le Guide)*^[55] pour leur participation à la séance de travail ayant eu lieu le 10 février 2016.

[178] La Régie a reçu les demandes de paiement de frais, selon les modalités prévues au Guide, de l'ACIG, de la FCEI, du GRAME, du ROÉE, de SÉ-AQLPA, de l'UC et de l'UMQ. Gaz Métro informe la Régie qu'elle n'a aucun commentaire à formuler à l'égard de ces demandes.

[179] La Régie juge que la participation de ces intéressés et intervenants a été utile et que les frais réclamés sont raisonnables. Elle leur accorde ainsi la totalité des frais réclamés et jugés admissibles.

[180] Les montants remboursés pour leur participation à la séance de travail et, pour certains d'entre eux, pour leur participation au dossier, apparaissent au tableau suivant.

TABLEAU 9
FRAIS DE PARTICIPATION À LA SÉANCE DE TRAVAIL
DU 10 FÉVRIER 2016 ET AU PRÉSENT DOSSIER

ACIG	9 061,84 \$
FCEI	5 967,41 \$
GRAMÉ	1 600,00 \$
ROÉÉ	4 488,56 \$
SÉ-AQLPA	1 962,22 \$
UC	5 709,70 \$
UMQ	1 600,00 \$
Total	30 389,73 \$

[181] La Régie a ajusté le montant réclamé par l'ACIG en fixant le taux horaire de l'avocat au niveau supérieur prévu au Guide. Le travail accompli dans le cadre du présent dossier ne comportait aucune complexité pouvant justifier un taux supérieur à celui prévu au Guide. Elle a également ajusté le montant réclamé par la FCEI quant à la dépense reliée au transport en train, selon la pièce justificative fournie et la facture de son analyste. Enfin, la Régie a réduit de 0,6 heure le temps de coordination que peut réclamer le ROÉÉ, conformément au Guide.

[182] **Par conséquent, la Régie ordonne à Gaz Métro de payer à l'ACIG, la FCEI, au GRAMÉ, au ROÉÉ, à SÉ-AQLPA, à l'UC et l'UMQ les frais indiqués au tableau 9 dans les 30 jours de la présente décision.**

[183] **Vu ce qui précède;**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE, en partie, la présente demande;

RÉSERVE sa décision sur l'attribution du trop-perçu relié au service de distribution et **DEMANDE** à Gaz Métro de déposer les pièces révisées, eu égard aux conclusions de la section 5 de la présente décision, au plus tard le **29 juillet à 12h;**

PREND ACTE d'un manque à gagner de 37,1 M\$ relié au service de transport, d'un manque à gagner de 2,9 M\$ relié aux services du SPEDE, de la fourniture et de la compression et d'un trop-perçu de 6,8 M\$ relié au service d'équilibrage ainsi que de leur attribution à la clientèle;

PREND ACTE de l'atteinte, par Gaz Métro, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 100 %;

PREND ACTE du fait que Gaz Métro a été en mesure de réaliser l'incitatif à la performance du Plan global en efficacité énergétique de manière à lui donner droit à une bonification de rendement de 1 M\$;

APPROUVE une bonification de 20 k\$ reliée aux transactions d'optimisation financières et à l'optimisation du plan d'approvisionnement de Gaz Métro;

PREND ACTE des différents suivis déposés par Gaz Métro dans le cadre du présent dossier;

REJETTE la demande Gaz Métro de mettre fin au suivi de la transaction d'échange de 82 000 GJ/jour;

MET FIN aux suivis suivants :

- Compte de frais reportés lié à une extension éventuelle du réseau gazier vers la Côte-Nord (suivi de la décision D-2012-113),
- projet de rétablissement de la conduite sous le pont Jacques-Cartier (suivi de la décision D-2011-104),
- projet de remplacement et de relocalisation d'actifs situés sous l'autoroute Félix-Leclerc (suivi de la décision D-2012-120),
- projet d'extension du réseau jusqu'à la municipalité de Saint-Félicien (suivi de la décision D-2012-174),
- projet de relocalisation d'une conduite de transmission à Drummondville (suivi de la décision D-2013-080),

- projet de relocalisation de la conduite du pont Arthur-Laberge (suivi de la décision D-2014-069),
- projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers autorisée (suivi de la décision D-2014-069) pour le remplacer par le suivi de projet du dossier R-3942-2015;

REJETTE la demande de Gaz Métro quant à la création d'un compte de frais reportés hors base portant intérêts, aux fins de comptabiliser l'écart de 152 990 \$ entre le montant autorisé et celui dépensé en 2015 pour le programme pilote du Compte d'aide au soutien social, mais **AUTORISE** la création d'un compte de frais reportés hors base portant intérêts, dans lequel seront cumulés les écarts entre les montants autorisés et ceux réellement dépensés pour le programme pilote du Compte d'aide au soutien social, à compter de la date de dépôt de la demande d'examen du Rapport annuel 2015, soit le 29 janvier 2016;

ACCUEILLE la demande de Gaz Métro de traiter de façon confidentielle :

- la pièce B-0039 (révisée B-0144),
- la pièce B-0040,
- les informations caviardées présentées à la pièce B-0022,
- les informations caviardées présentées à la pièce B-0023,
- les informations caviardées présentées à l'annexe 1 de la pièce B-0024,
- les informations caviardées présentées à la pièce B-0027;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des pièces mentionnées ci-dessus pour une durée indéterminée;

ACCUEILLE la demande de Gaz Métro de traiter de façon confidentielle :

- la pièce B-0021,
- les annexes 1 à 3 de la pièce B-0161 (révisée B-0169),
- la réponse 7.4 et les annexes 4 à 6 de la pièce B-0186,
- les informations caviardées de la pièce B-0082,
- les pièces B-0064 à B-0073,
- la pièce B-0126;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des pièces mentionnées ci-dessus pour une durée de 10 ans;

ACCUEILLE la demande de Gaz Métro de traiter de façon confidentielle les informations contenues aux pièces suivantes :

- B-0055,
- B-0061,
- B-0063 (révisée B-0145);

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des pièces mentionnées ci-dessus, jusqu'à ce que chacun des projets faisant l'objet de ces pièces soit complété;

ORDONNE à Gaz Métro de payer à l'ACIG, la FCEI, au GRAME, au ROÉÉ, à SÉ-AQLPA, à l'UC et l'UMQ les montants indiqués à la section 7, dans les 30 jours de la présente décision;

RÉITÈRE les autres conclusions et éléments décisionnels énoncés dans la présente décision.

Louise Rozon
Régisseur

Marc Turgeon
Régisseur

Françoise Gagnon
Régisseur

Représentants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M^e Guy Sarault;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M^e Pierre-Olivier Charlebois;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Société en commandite Gaz Métro représentée par M^e Marie Lemay Lachance et M^e Vincent Locas;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Marcel Boucher;

Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Marc-André LeChasseur.

[1] [RLRQ, c. R-6.01.](#)

[2] Voir la section 6.1 Suivis et informations de nature transactionnelle.

[3] Voir la section 6.2 États financiers et autres informations financières.

[4] Pièce [B-0185](#), p. 6 à 8.

[5] Décision D-2015-181, p. 133, par. 497 et dossier R-3879-2014, pièce [B-0299](#).

[6] Page 85, par. 388.

[7] Page 9, par. 19 et 20 et pièce [B-0138](#).

[8] Pièce [B-0101](#).

[9] Pièce [B-0084](#).

[10] Service de transport ferme entre Empress et la zone de livraison EDA « Eastern Delivery Area » de TCPL. Il est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et GMIT EDA/NDA.

[11] Pièce [B-0096](#).

[12] Page 85.

[13] Pièce [B-0169](#), réponse 9.1.

[14] Dossier R-3879-2014, pièce [B-0127](#), p. 33, ligne 24.

[15] Pièce [B-0169](#), réponse 9.1.

[16] Pièce [B-0169](#), réponse 9.3.

[17] Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, pièce [B-0283](#), annexe 1.

[18] Pièce [B-0153](#), p. 1.

[19] Pièce [B-0186](#), réponse 7.3.

[20] [RLRQ, c. R-6.01, r. 8.](#)

[21] Paragraphes 2^o et 2.1^o de l'article 31 de la Loi.

- [22] Pièce [B-0109](#), p. 6.
- [23] Page 9, par. 20.
- [24] Page 113, par. 482.
- [25] Page 36, par. 142.
- [26] Point de livraison situé dans le sud de l'Ontario.
- [27] Ensemble des points d'interconnexion entre le système de Gaz Métro et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison GMIT EDA « Eastern Delivery Area » de TCPL.
- [28] Point situé dans le nord de l'état de New York à l'interconnexion des systèmes de gazoducs de TCPL et National Fuel Gas, Tennessee Gas et Empire Pipelines.
- [29] Pièce [B-0024](#), p. 6.
- [30] Page 36, par. 142.
- [31] Point de livraison situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan à l'interconnexion des systèmes de gazoducs de TCPL et Nova Transmission Systems en Alberta.
- [32] Décision D-2015-177, p. 24.
- [33] Service de transport ferme entre Dawn ou Parkway et GMIT EDA « Eastern Delivery Area » de TCPL. Il est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et GMIT EDA/NDA.
- [34] Dossier R-3837-2013, p. 37.
- [35] Pièce [B-0169](#), réponse 14.2.
- [36] Pièce [B-0035](#).
- [37] Pièce [B-0056](#), annexes 3 à 7.
- [38] Page 21, par. 79.
- [39] Pièce [B-0160](#), p. 6 à 10 et 83.
- [40] Pages 46 et 47.
- [41] Pièce [B-0177](#), p. 10.
- [42] Pièce [B-0161](#), p. 67.
- [43] Pièce [B-0112](#), p. 1.
- [44] Page 4.
- [45] Pièce [B-0169](#), réponse 11.2.
- [46] Pages 47, 48 et 50.
- [47] Pièce [C-UC-0007](#), p. 4 à 6.
- [48] Pièce [B-0174](#), p. 3 et 4.
- [49] Pièce [B-0189](#), p. 4.
- [50] Pièce [B-0169](#), p. 14.
- [51] Pièce [B-0169](#), p. 12.
- [52] *Bell Canada c. CRTC*, [1989] 1 R.C.S., 1722, p. 1758.
- [53] [RLRO c. Q-2, r. 46.1](#).
- [54] Pièce [B-0186](#), p. 2.
- [55] Disponible sur le site internet de la Régie au <http://www.regie-energie.qc.ca/>.