

**RÉPONSE DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (GAZ MÉTRO)
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 8 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À
LA 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**

PROPOSITION D'ALLÈGEMENT RÉGLEMENTAIRE

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0391, p. 8;
 - (ii) Pièce B-0197, p. 3, dossier R-3916-2014, pièces B-0021 et B-0022 et dossier R-3871-2013, pièce B-0021.

Préambule :

(i) « Les ajustements liés aux régimes de retraite de Gaz Métro sont issus des mouvements sur les marchés financiers sur lesquels Gaz Métro n'a pas le contrôle. Dans le cadre de la proposition d'allègement réglementaire, il apparaît donc normal, tel que reconnu par la Régie [...], que leurs effets n'influencent pas les résultats de Gaz Métro. Gaz Métro est donc d'avis que les ajustements des cotisations d'équilibre aux régimes de retraite ne doivent pas être considérés dans la détermination du point de départ ou, durant l'application de la présente proposition. Ainsi, advenant que le niveau de cotisation et d'ajustements requis diffèrent de ceux constatés au 30 septembre 2014 (soit 29,414 M\$) [...], Gaz Métro annonce qu'elle utilisera les lettres de crédit pour couvrir l'écart de sorte que les dépenses réelles au cours des années à venir reliées aux régimes de retraite seront équivalentes aux prévisions. »

(ii) La Régie a établi le tableau suivant à partir des pièces citées en référence.

Composition de la charge de retraite <i>En milliers de \$</i>	<i>Données réelles</i>					<i>Données prévues</i>	
	2010	2011	2012	2013	2014	CT 2014	CT 2015
Cotisations pour services courants				13 818	14 615	14 659	15 796
Cotisations d'équilibre				24 459	14 242	14 395	12 380
Régime complémentaire de retraite				430	338	623	700
Ajustements des cotisations pour services courants, les cotisations d'équilibre, et autres				524	219	649	1 050
Réduction liée aux mouvements de personnel						(695)	(712)
Total de l'exercice financier				39 231	29 414	29 631	29 214
Solde des lettres de crédit au 30 septembre	3 000	12 100	23 800	21 300	18 800		
Frais financiers liés aux lettres de crédit	-	15	85	228	221		

Demandes :

- 1.1 Veuillez confirmer les données du tableau de la référence (ii) et compléter les données manquantes des années 2010, 2011, 2012, CT 2014 et CT 2015.

Réponse :

Composition de la charge de retraite <i>En milliers de \$</i>	Données réelles					Données prévues	
	2010	2011	2012	2013	2014	CT 2014	CT 2015
Cotisations pour services courants	9 868	11 227	13 371	13 818	14 615	14 659	15 796
Cotisations d'équilibre	3 730	4 513	6 993	24 459	14 242	14 395	12 380
Régime complémentaire de retraite	(284)	201	379	430	338	623	700
Ajustement des cotisations pour services courants, les cotisations d'équilibre, et autres	(253)	(303)	(406)	524	219	649	1 050
Réduction liée aux mouvements de personnel	-	-	-	-	-	(695)	(712)
Total de l'exercice financier	13 061	15 638	20 337	39 231	29 414	29 631	29 214
Solde des lettres de crédit au 30 septembre	3 043	12 136	23 798	21 299	18 799	21 099	18 799
Frais financiers liés aux lettres de crédit	-	15	85	228	221	219	180

- 1.2 Veuillez présenter l'évolution anticipée du solde des lettres de crédit pour la période 2015-2017, ainsi que le montant des frais financiers connexes.

Réponse :

Comme le tableau présenté à la réponse à la question 1.1 démontre que le solde des lettres de crédit au réel 2014 a été différent de celui prévu à la Cause tarifaire 2014, Gaz Métro n'est pas en mesure de prévoir le montant qui sera versé au solde des lettres de crédit pour l'année 2015. Une projection pour les années 2016 et 2017 serait encore plus difficile.

Gaz Métro tient à ajouter que, comme c'était le cas lors des dernières années avec les encadrements réglementaires en « coût de service » et en « mécanisme incitatif », la proposition d'allègement neutralise toute variation imprévue dans le coût du régime de retraite. Ainsi, Gaz Métro ne pourra générer de trop-perçu ou de manque à gagner créé par les écarts sur les prévisions.

- 1.3 Le cas échéant, comment sera considéré l'écart si le solde des lettres de crédit devient négatif ?

Réponse :

Gaz Métro n'utilise les lettres de crédit que pour couvrir l'écart entre les cotisations d'équilibre qu'elle aurait dû verser (conformément aux évaluations actuarielles et selon la *Loi sur la Régie des rentes du Québec*) et celles qu'elle a versées (soit le montant prévu au dossier tarifaire). Si cet écart est négatif, aucune lettre de crédit ne sera requise. Dans ce cas, les lettres de crédit déjà émises seront tout simplement annulées pour l'équivalent de l'écart négatif et ce, jusqu'à concurrence du solde de lettres de crédit. Si toutes les lettres de crédit sont remboursées et qu'un écart négatif demeure, un montant équivalent à cet écart sera remis entièrement aux clients via un compte de crédits reportés. La nature même et les conditions générales des lettres de crédit font en sorte qu'il est impossible que le solde devienne négatif.

- 2. Références :** (i) Pièce B-0391, p. 6 et 7;
(ii) Décision D-2014-077, p. 56 à 58 et 59.

Préambule :

(i) « À ce montant initial, doivent être ajoutées les sommes attribuables à des programmes dont le déploiement a été plus lent que prévu (ex : programme de croisement d'égouts), pour lesquels un budget à la Cause tarifaire 2014 avait été autorisé, et dont la réalisation demeure impérative. Doivent également être ajoutées les sommes nécessaires à la réalisation des activités spécifiques et récurrentes du secteur Exploitation (plus particulièrement: l'effet du règlement de signalisation du MTQ, l'inspection des installations intérieures et l'inspection des équipements de régulation des postes de mesurage) afin d'assurer la conformité aux obligations réglementaires (MTQ et Régie du bâtiment), et dont Gaz Métro ne peut se soustraire. Ces activités spécifiques n'avaient pas commencé en 2014, par conséquent, aucun montant n'est inclus au point de départ qu'est le rapport annuel 2014. Par ailleurs, Gaz Métro rappelle que le caractère évolutif de la Stratégie de gestion des actifs a été reconnu et souligne que la mise sur pied de programmes visant à sa réalisation dans le contexte de la présente proposition constitue un défi de taille. »

Pour ces éléments, Gaz Métro estime un montant additionnel de 1,6 M\$.

- (ii) Extraits de la décision D-2014-077, rendue au dossier tarifaire 2014.

« [194] Au cours de la période 2012-2014, les salaires passent de 110,0 M\$ en 2012 à 122,2 M\$ en 2014, soit une hausse annuelle moyenne de 6,1 M\$ ou 6 %. Eu égard au montant de 114,9 M\$ autorisé pour l'année 2013, la hausse de 7,3 M\$ demandée en 2014 est ventilée comme suit :

- 3,1 M\$ pour l'inflation des salaires (2,7 %);
- 3,9 M\$ pour l'ajout de nouveaux postes, net de la réduction liée au délai de comblement;
- 1,1 M\$ pour le projet de signalisation du ministère des Transports du Québec;
- 0,9 M\$ pour le programme de sceaux;
- (0,4) M\$ pour le projet Côte-Nord et autres;
- 0,9 M\$ pour l'écart entre le montant de l'année autorisée et le montant réel [...]. »

« [201] Pour le secteur « Exploitation », la croissance prévue du PMO représente 31 ÉTP ou 5 %, dont 22 nouveaux postes en lien avec la signalisation des travaux en bordure de routes, de meilleures pratiques en matière de détection de fuites et la norme SS-06 de Mesures Canada.

[202] De plus, Gaz Métro allègue une augmentation importante de certaines activités liées au maintien et à la sécurité du réseau, dont 65 % de plus pour le nombre de localisations et 71 % pour les activités d'entretien correctif. Elle soutient n'avoir aucune marge de manœuvre pour absorber de nouvelles activités. »

Demandes :

- 2.1 Veuillez présenter les programmes dont le déploiement a été plus lent que prévu, dont le programme de croisement d'égouts.

Réponse :

Le déploiement des programmes suivants a été plus lent que prévu.

Programme de croisement d'égouts. Ce programme découle des technologies sans tranchée pour la mise en place des infrastructures souterraines sont utilisées par l'industrie gazière depuis plus de 40 ans. Cette technique permet de réaliser l'installation des conduites souterraines de façon rapide et économique tout en réduisant au minimum les dommages et inconvénients aux propriétés privées et aux voies de circulation. Toutefois, lors des travaux d'installation des conduites de gaz naturel sans tranchée, il est possible que la conduite de gaz naturel traverse une conduite d'égout. Le programme de croisement d'égouts vise donc à corriger ces situations.

Programme de signalisation. En décembre 2011, la norme sur la signalisation des travaux a introduit une nouvelle obligation concernant la façon de procéder à la mise en place et à l'enlèvement des dispositifs de signalisation (dossier de signalisation du MTQ). Cela se traduit par l'application de deux normes de signalisation routière (planches), lors de l'exécution de certains travaux dans l'emprise publique. Ces planches ont été développées sans qu'il y ait eu consultation des parties prenantes par le MTQ. Pour s'y conformer, selon la situation sur le terrain, il faut que tous les véhicules disposent d'une flèche lumineuse. De plus dans certaines situations, il est requis d'utiliser un véhicule de protection supplémentaire avec ou sans atténuateur d'impact selon le type de route où les travaux sont réalisés.

Le programme d'excavation à la suite des inspections internes des conduites consiste à réparer des tronçons de conduite de transmission qui sont jugés à risque en raison de leur épaisseur, de la présence d'imperfections ou de la corrosion. Ce programme est régi par le *Code canadien des pipelines* (norme CSA Z662).

Programme de contrôle de la végétation. Le programme de contrôle de végétation de la transmission est un programme régi par le *Code canadien des pipelines* (norme CSA Z662) qui requiert un libre accès aux servitudes où se trouvent les conduites. Gaz Métro doit donc enlever les arbres et autres végétaux qui se trouvent le long de ces servitudes.

Programme *External Corrosion Direct Assessment* (ECDA). L'ECDA dédié aux conduites de transmission est un programme divisé en quatre étapes qui consiste, en premier lieu, à faire l'évaluation des données existantes relatives aux conduites de transmission puis des inspections permettant d'obtenir des mesures de potentiel sur des éléments tels que le revêtement de la conduite et la qualité du sol. À partir des données recueillies, les zones à risque sont identifiées là où des excavations devront être réalisées afin de confirmer la présence de corrosion et faire les réparations requises. L'analyse terminée, un rapport sur la durée de vie des conduites est produit, appuyé par les données de l'analyse.

2.2 Veuillez présenter les économies réalisées en 2014 conséquemment au déploiement plus lent que prévu.

Réponse :

Programme de croisement d'égouts. Gaz Métro a dépensé 37 k\$ pour le programme de croisement d'égouts en 2014. Le budget prévu était de 552 k\$. L'économie en 2014 était donc de 515 k\$.

Programme de signalisation. Les dépenses associées au projet de signalisation MTQ ont été nulles en 2014. Le budget prévu, incluant les avantages sociaux et l'effet net de la capitalisation, était de 1 075 k\$ (10 postes de techniciens en bureau d'affaires, 1 poste de technicien raccordement/équipement lourd, 125 k\$ en matériaux et 150 k\$ en services externes).

Programme d'excavation suite aux inspections internes des conduites. Les dépenses associées au programme d'excavation à la suite des inspections internes des conduites ont été de 405 k\$ sur un budget de 910 k\$, ce qui a occasionné une économie de 505 k\$ en 2014.

Programme de contrôle de la végétation. Les dépenses associées au programme de contrôle de la végétation ont été de 145 k\$ sur un budget de 319 k\$, ce qui a occasionné une économie de 174 k\$ en 2014.

Programme ECDA. Les dépenses associées au programme de l'ECDA de la Transmission ont été de 289 k\$ sur un budget de 358 k\$, ce qui a occasionné une économie de 69 k\$ en 2014.

2.3 Veuillez détailler le montant de 1,6 M\$ entre les projets reportés, l'effet du règlement de signalisation du MTQ, l'inspection des installations intérieures et l'inspection des équipements de régulation des postes de mesurage.

Réponse :

Le montant de 1,6 M\$ provient principalement de l'effet du règlement de signalisation MTQ (1,1 M\$) et divers projets reportés (0,5 M\$). Les coûts liés à l'inspection des installations intérieures et l'inspection des équipements de régulation dans les postes de mesurage ne sont pas connus. Ces programmes sont des exigences auxquelles devra faire face Gaz Métro au cours des prochaines années et qui devront être financées à même l'enveloppe des dépenses d'exploitation de la proposition d'allègement réglementaire.

Considérant les réponses aux questions 2.2 et 2.3, la Régie est à même de constater que la proposition de point de départ de Gaz Métro est raisonnable et à l'avantage de la clientèle puisqu'elle devra pour les années 2015, 2016 et 2017 respecter ses obligations réglementaires

au moyen d'une enveloppe de dépenses nettement plus contraignante que ce qui serait justifié en coût de service. C'est pour cette raison que Gaz Métro indiquait à la pièce B-0391, Gaz Métro 3, Document 1 :

« Il importe cependant de souligner l'importance pour la Régie de reconnaître le niveau suggéré des dépenses d'exploitation comme point de départ ainsi que la nécessité de réviser le mode de partage des excédents et manques à gagner. En l'absence de ces conditions, Gaz Métro serait alors placée dans une position insoutenable pour faire face aux défis anticipés pour les exercices 2015 à 2017[...] »

- 2.4 Veuillez confirmer que le coût des travaux spécifiques liés au règlement de signalisation du MTQ et aux travaux d'inspection était prévu au dossier tarifaire 2014.

Réponse :

Gaz Métro confirme que le coût des travaux spécifiques liés au règlement de signalisation du MTQ pour un montant total de dépenses d'exploitation de 1,1 M\$, incluant les avantages sociaux et l'effet de la capitalisation, était prévu à la Cause tarifaire 2014.

Cependant, les travaux d'inspection n'étaient pas prévus dans la Cause tarifaire 2014. Comme indiqué à la réponse 2.3, les coûts liés à ces travaux n'étaient pas connus lors de la préparation du dossier tarifaire 2014 et ne sont toujours pas connus à ce jour.

- 2.5 Dans l'affirmative, veuillez présenter les raisons pour lesquelles lesdits travaux n'avaient pas débuté en 2014 ainsi que l'économie réalisée.

Réponse :

Les travaux relatifs au programme de croisement d'égouts dépendent largement des appels reçus pour signaler ces situations. Or, de tels appels furent peu nombreux. Le nouveau plan de communication lancé à l'automne 2014 avait pour but d'augmenter le nombre d'appels reçus. De plus, un projet de validation des terrains a dû être reporté en 2015 en raison de délais pour l'obtention de permis.

Le retard dans le déploiement du projet de signalisation MTQ se justifie principalement par les éléments suivants :

- un regroupement des principaux propriétaires d'infrastructures dont Gaz Métro fait partie a adressé certaines demandes au MTQ au cours des derniers mois. Les réponses du MTQ à ces demandes sont attendues pour septembre 2015;
- l'application intégrale des planches représente un défi de taille pour les entreprises touchées;
- une demande de rencontre a été adressée au sous-ministre du MTQ afin de discuter du dossier; et

- en parallèle, une firme externe a été mandatée pour faire l'analyse des pratiques de signalisation de nos employés lors de la réalisation de diverses activités, sur différentes infrastructures routières. Les résultats de l'analyse seront présentés à la direction au cours des prochaines semaines.

2.6 Veuillez expliquer en quoi la mise sur pied de programmes visant la réalisation de la Stratégie de gestion des actifs constitue un défi de taille dans le contexte de la présente proposition.

Réponse :

La stratégie de gestion des actifs est une approche évolutive et un processus d'amélioration continue. Gaz Métro a mis sur pied un processus qui l'amène à découvrir de nouveaux risques et est régulièrement soumise à de nouvelles exigences réglementaires auxquelles elle doit se conformer. Les coûts d'exploitation nécessaires à cette stratégie pour les exercices 2015 à 2017 pourraient croître de façon plus importante que le taux d'inflation appliqué au point de départ.

FUSION DES ZONES NORD ET SUD DU SERVICE DE TRANSPORT

3. Référence : (i) Pièce B-0148, p. 37 et 38.

Préambule :

(i) « *D'autres parts, le maintien d'une tarification régionale au service de transport entraîne un traitement inéquitable des différentes clientèles des régions éloignées puisque certaines d'entre elles n'ont pas à supporter seules les coûts des conduites de transport dont elles bénéficient alors que d'autres doivent en assumer la totalité. Par exemple, les clients de la région du Lac-Saint-Jean n'ont pas à financer seuls les coûts de la conduite de transport qui achemine le gaz de St-Maurice vers le Saguenay puisque ceux-ci sont fonctionnalisés au service de distribution et sont alors récupérés auprès de l'ensemble de la clientèle par l'intermédiaire des tarifs de distribution.*

[...]

En premier lieu, comme mentionné précédemment, les coûts des conduites de transport appartenant à Gaz Métro et desservant la zone Sud sont récupérés auprès de l'ensemble de la clientèle par l'intermédiaire du tarif de distribution. Étant donné que les coûts des conduites de transport desservant le Lac-Saint-Jean, l'Estrie et la Beauce sont fonctionnalisés à la distribution et sont récupérés auprès de l'ensemble des clients sans distinction des zones, les structures de coûts des deux zones ne sont pas sans lien et parfaitement indépendantes. »

Demandes :

3.1 Veuillez expliquer comment le traitement par Gaz Métro des coûts de transport de Champion est comparable à celui des coûts de distribution associés à la conduite du Saguenay.

Réponse :

Les coûts de transport de Champion sont récupérés par l'intermédiaire du tarif du service de transport auprès de la clientèle de la zone Nord seulement. Les coûts associés aux conduites de transmission de la région du Saguenay sont récupérés par l'intermédiaire du tarif du service de distribution auprès de la clientèle de l'ensemble du territoire, incluant les clients de la zone Nord. Ainsi, la clientèle de la zone Nord contribue aux coûts des conduites de transmission de Gaz Métro situées dans la zone Sud. Par contre, les clients de la zone Sud ne contribuent pas au coût des conduites de Champion situées dans la zone Nord. En ce sens, il y a iniquité pour les clients situés dans la zone Nord à cause de leur localisation géographique. Cette iniquité serait éliminée à la suite de la fusion des zones. Par ailleurs, les conduites de transmission de Gaz Métro et les conduites de Champion sont considérées comme ayant la fonction de transporter le gaz naturel à haute pression.

3.2 Veuillez préciser s'il y a des conduites de transport appartenant à Gaz Métro desservant la zone Nord. Si oui, veuillez préciser comment sont récupérés les coûts de ces conduites.

Réponse :

Aucune conduite de transmission appartenant à Gaz Métro ne dessert la zone Nord. Seules les conduites de transport appartenant à Champion desservent cette région.

CALCUL DU COÛT RELIÉ AU MAINTIEN DE LA CAPACITÉ MINIMALE DE TRANSPORT FTLH

- 4. Références :**
- (i) Pièce B-0148, p. 13 et 14;
 - (ii) Pièce B-0148, tableau 2.

Préambule :

(i) « À titre d'exemple, en utilisant le coût calculé ci-haut et le calcul des prix de transport déposé à la Cause tarifaire 2014 (R-3837-2013, B-0474, Gaz Métro 15, Document 3), le taux serait inclus dans le prix du transport comme le présente le Tableau 2. Le coût associé à la capacité minimale est inclus dans les coûts permettant d'établir les prix de transport (ligne 5). Par la suite, ce coût se retrouve aux lignes 6 et 7 et est donc facturé uniquement aux clients ayant le service de transport du distributeur. Le coût de maintien de la capacité minimale devant être attribué à l'ensemble de la clientèle, il faut donc en facturer une partie aux clients qui fournissent leur propre service de transport (ligne 13) et retirer l'équivalent à l'ensemble des clients qui utilisent le service du distributeur. Dans l'exemple proposé, l'ajustement est fait dans la section Autres coûts (ligne 9). »

- (ii) Tableau 2 - Calcul des prix de transport

Demandes :

- 4.1 Veuillez expliquer le traitement qui sera appliqué dans le dossier d'examen du rapport annuel au calcul du coût de maintien de la capacité minimale.

Réponse :

La méthodologie proposée par Gaz Métro vise à établir un prix fixe au dossier tarifaire. Aucun traitement particulier n'est requis au rapport annuel. Les écarts entre les revenus et les coûts du service de transport sont traités via le compte de frais reportés des trop-perçus/manques à gagner de transport.

- 4.2 Veuillez indiquer si la méthodologie de traitement dans le cadre du rapport annuel prévoit un traitement au service de transport (via un CFR, trop perçu/manque à gagner). Le cas échéant, veuillez spécifier en quoi consiste ce traitement.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

- 4.3 Veuillez présenter le tableau de la référence (ii) en considérant l'hypothèse de la fusion des zones Nord et Sud.

Réponse :

Le tableau suivant présente les taux de transport qui seraient applicables en cas de fusion des zones. Ce taux tient compte des coûts de Champion qui seraient dorénavant récupérés auprès de l'ensemble des clients des zones Nord et Sud. En effet, la fusion des zones Sud et Nord implique que l'ensemble des clients contribueront aux coûts des deux zones. Les coûts de transport seront gérés comme le sont les coûts des autres services, c'est-à-dire, sans distinction de zones géographiques. Les clients qui se retireront du service de transport de Gaz Métro devront contribuer aux coûts de Champion de la même façon qu'ils contribueront au coût lié au maintien de la capacité minimale de TCPL.

CALCUL DES PRIX DE TRANSPORT Fusion des zones

Prix Transport			
Description	Volumes	Coûts	Tarif
(1)	10 ³ m ³	000 \$	¢/m ³
(1)	(2)	(3)	(4)
1 Coûts totaux de transport	5 193 316	268 181	5,164
2 moins Revenus OMA - T		(227)	
3 moins Ajustement d'inventaire (variation prix CTI)		(2 497)	
4 moins Gaz d'appoint	(42 490)	(2 509)	
5 Coûts T pour établir prix T	5 150 826	262 947	5,105
Répartis comme suit :			
a) Coûts de transport			
6 Service de Gaz Métro - zones Nord et Sud	5 150 826	335 902	6,521
b) Coûts CHAMPION			
7 Ensemble des clients des zones Nord et Sud	5 566 095	2 101	0,038
c) Autres coûts			
8 Coûts liés aux rabais tarifaires	5 150 826	(1 441)	(0,028)
d) Coûts liés aux rabais tarifaires			
9 Zones Sud et Nord	5 150 826	(42 815)	(0,831)
e) Solde Écart de revenus de transport			
10	3 779 529	(32 290)	(0,854)
11 Coût maintien de capacité minimale (T du client) ^(voir note 1)	415 269	1 490	0,359
12 Prix T du distributeur	5 150 826		5,700
13 Prix de base (ligne 6 + ligne 7 + ligne 8)			6,531
14 Rabais tarifaire (ligne 9)			(0,831)
15 Cavalier tarifaire (ligne 10)	3 779 529		(0,854)
16 Prix T du client (ligne 7 + ligne 11)	415 269		0,397

Note 1 : Le taux de maintien de capacité minimale est calculé sur l'ensemble des volumes :
(19 971 000 \$ / 5 566 095 m³) / 100 = 0,359 ¢/m³

CESSION DE CAPACITE DE TRANSPORT

5. **Références :** (i) Pièce B-0148, p. 15;
(ii) Dossier R-3837-2013, B-0224, p. 50.

Préambule :

(i) « *Gaz Métro propose de modifier légèrement cette clause afin de permettre à un client de revenir au service du distributeur sans respecter le préavis, si cela était possible pour le distributeur. En effet, il peut arriver certaines situations où le retour du client serait à l'avantage de l'ensemble de la clientèle. Par exemple, un retour en juillet pourrait signifier des revenus de transport additionnels, par l'application du tarif au nouveau volume, mais une augmentation moindre ou même nulle des coûts, selon la disponibilité.*

[...]

Toutefois, Gaz Métro ne propose pas d'intégrer la notion « financièrement rentable » dans cette clause pour les raisons énoncées à la Cause tarifaire 2014. »

(ii) « *Gaz Métro estime qu'il ne serait pas approprié d'adopter la formulation « s'il était rentable et opérationnellement possible pour le distributeur de le lui fournir » à l'article 13.1.4.1 concernant le préavis d'entrée au service de transport du distributeur. Tout mouvement de client d'un service à l'autre amènera un effet plus ou moins grand sur les coûts, parfois à la baisse, parfois à la hausse. La formulation proposée pourrait constituer un frein au respect de l'obligation qu'a Gaz Métro de fournir et de livrer le gaz naturel à toute personne qui le demande dans le territoire desservi par son réseau de distribution. »*

Demandes :

- 5.1 Veuillez présenter les critères qui permettent au distributeur de distinguer et qualifier les situations suivantes : « *si cela était possible pour le distributeur* » et « *retour du client serait à l'avantage de l'ensemble de la clientèle* »?

Réponse :

Pour vérifier s'il est *possible* de permettre à un client de revenir au service de transport du distributeur, Gaz Métro s'assure d'être en mesure de lui fournir une capacité de transport.

Pour évaluer si le retour du client est à l'avantage de l'ensemble de la clientèle, Gaz Métro s'assure que le retour soit positif pour les autres clients, à court et/ou à long terme. Par exemple, utilisation de capacité de transport excédentaire disponible, hausse des volumes et des revenus de distribution, etc. D'autres exemples sont présentés en réponse à la question 5.2.

- 5.2 Veuillez indiquer s'il existe des avantages autres que financiers qui feraient en sorte que le retour du client serait à l'avantage de l'ensemble de la clientèle? Le cas échéant, veuillez préciser quels sont ces avantages.

Réponse :

D'autres avantages existent. Notamment, le retour du client peut faire en sorte de permettre à Gaz Métro de le maintenir comme client. Cela peut également se conclure par des ajouts de volume. Un autre avantage serait la signature d'un contrat sur une longue durée. En effet, lorsque la consommation d'un client est confirmée pour plusieurs années, cela facilite l'élaboration du plan d'approvisionnement gazier et sécurise une part des revenus de transport et de distribution.

- 5.3 Veuillez élaborer davantage sur les raisons pour lesquelles Gaz Métro ne propose pas d'intégrer la notion « financièrement rentable ».

Réponse :

Tel qu'expliqué à la référence (ii), tout mouvement de clients d'un service à l'autre amènera un effet plus ou moins grand sur les coûts, parfois à la baisse, parfois à la hausse. Par contre, Gaz Métro s'assure de réduire les impacts sur la clientèle déjà assujettie à son service de transport. Ainsi, l'ajout d'un prévis au 1^{er} mars à l'article 13.1.4.1 des *Conditions de service et Tarif* dans le cadre de la Cause tarifaire 2014 a permis de s'assurer que le retour de clients à son service de transport soit connu suffisamment tôt pour que le plan d'approvisionnement puisse être optimisé en considérant cette information. L'ajout de la notion « financièrement rentable » pourrait :

- 1) être en contradiction avec le droit qu'a toute personne qui en fait la demande et qui se situe dans le territoire desservi par le réseau de Gaz Métro que cette dernière lui fournisse et lui livre le gaz naturel. Il ne faut pas perdre de vue que Gaz Métro est le fournisseur de dernier recours et que si le client ne contracte pas de transport, Gaz Métro devra le desservir;
- 2) se traduire en un traitement discriminatoire entre les clients. En effet, les impacts sur les coûts d'approvisionnement associés au retour d'un client au service de transport du distributeur sont similaires à ceux liés à l'augmentation de consommation d'un client déjà au service de transport. Si Gaz Métro trouve les outils de transport nécessaires et que la date du 1^{er} mars est respectée, Gaz Métro estime qu'elle se doit de permettre le retour du client à son service, au même titre qu'elle accepterait l'augmentation de consommation du client déjà assujetti à son service de transport.

En réponse à la question 5.2, Gaz Métro présente des avantages au retour de clients à son service de transport qui vont au-delà de la notion de rentabilité à court terme. Veuillez vous

référer également à la réponse à la question 8.1.2 de la demande de renseignements n° 5 de la FCEI, à la pièce Gaz Métro-27, Document 3.

6. Référence : (i) Pièce B-0148, p. 17.

Préambule :

(i) « *Toutefois, en décontractant des capacités de plus courtes échéances, Gaz Métro perdrait en flexibilité quant à la gestion des capacités de transport advenant une baisse de la demande. Considérant les capacités de transport avec une échéance en 2030 ou 2031, la proportion des capacités de plus longues échéances, représentant déjà une grande part des capacités détenues, serait alors augmentée. Cette situation n'est pas souhaitable, car elle accroîtrait alors la possibilité de générer des coûts de transport non utilisé à la charge de la clientèle au service de transport du distributeur. Par conséquent, Gaz Métro propose la suspension momentanée de la clause permettant au client de se retirer du service du distributeur sans cession de capacité. De plus, puisque Gaz Métro est déjà assujettie aux nouvelles règles de TCPL, elle propose d'appliquer le changement dès la réception d'une décision favorable de la Régie.*

[...]

Ainsi, à l'exception des clients qui achètent le gaz naturel renouvelable produit sur le territoire de Gaz Métro, tout client qui désirerait se retirer du service du distributeur se verrait céder la capacité détenue pour le desservir. »

Demandes :

6.1 Veuillez indiquer si Gaz Métro prévoit une durée de la suspension de la clause permettant au client de se retirer du service du distributeur sans cession de capacité et expliquer dans quel contexte le distributeur pourrait réévaluer la proposition.

Réponse :

Gaz Métro prévoit réévaluer la suspension de la clause permettant au client de se retirer du service du distributeur sans cession de capacité. Comme mentionné à la page 18 de la pièce B-0148, Gaz Métro-16, Document 1, une réévaluation de la suspension de la clause serait effectuée lorsque les termes des contrats de transport détenus par le distributeur seront du même ordre (environ deux à trois ans).

Conformément aux modalités de l'Entente approuvées par l'ONÉ, TCPL exige un engagement d'un terme initial de 15 ans pour les capacités résultant de la construction des nouvelles installations à partir de Parkway. Union Gas exige également un engagement d'un terme initial de 15 ans pour les nouvelles capacités sur le tronçon Dawn-Parkway.

Ainsi, les capacités additionnelles auprès de TCPL (FTSH) et Union Gas (M12) ont les dates d'échéance au :

- 31 octobre 2030, pour les capacités à être mises en service le 1^{er} novembre 2015;
- 31 octobre 2031, pour les capacités à être mises en service le 1^{er} novembre 2016; et
- 31 octobre 2032, pour les capacités à être mises en service le 1^{er} novembre 2017.

De plus, TCPL oblige les détenteurs de capacités existantes qui utilisent les segments de son réseau visés par l'ajout de capacités additionnelles et qui souhaitent conserver leurs capacités de transport, à s'engager pour un terme de cinq ans suivant la date de mise en service des nouvelles installations. Ainsi, à la suite de l'acceptation des demandes de capacité additionnelle au 1^{er} novembre 2017, la durée de tous les contrats fermes de TCPL vers GMT EDA des capacités existantes est prolongée au moins jusqu'au 31 octobre 2022, soit cinq ans à compter du 1^{er} novembre 2017¹.

Par ailleurs, TCPL exige un préavis de deux ans avant la fin du contrat pour le renouvellement des capacités fermes sur son réseau.

Considérant tous ces éléments, et à moins d'un besoin futur de capacités additionnelles exigeant de la construction, Gaz Métro estime que les termes de l'ensemble des contrats fermes seraient de l'ordre de deux à trois ans en novembre 2030. La réévaluation de la clause de préavis de sortie sans cession de capacité serait alors intégrée à la Cause tarifaire 2027.

- 6.2 Veuillez indiquer si Gaz Métro a évalué l'impact que pourrait avoir l'exception pour les clients qui achètent le gaz naturel renouvelable produit sur le territoire. Veuillez élaborer sur comment Gaz Métro compte traiter les coûts de transport non-utilisés (coûts échoués) pour les prochaines années?

Réponse :

Ne disposant pas des volumes de gaz naturel renouvelable disponibles à la vente aux clients qui s'approvisionneraient auprès de producteurs, Gaz Métro n'a pas évalué l'impact que pourrait avoir l'exception à la clause de la cession de capacités de transport.

Toutefois, le potentiel de la production du gaz naturel renouvelable laisse présager que les capacités de transport non utilisées, générées par les clients s'approvisionnant auprès des producteurs de ce gaz, ne seraient pas significatives (voir les volumes optimistes des projets à la réponse à la question 9.1 de la demande de renseignements n° 5 de la FCEI à la pièce Gaz Métro-27, Document 3).

¹ La date d'échéance du 31 octobre 2022 diffère de la date d'échéance du 31 octobre 2021 présentée au tableau 3 de la pièce B-0148, Gaz Métro-16, Document 1 en raison des nouvelles capacités contractées à partir du 1^{er} novembre 2017.

De plus, si le contexte actuel de croissance de la demande se maintient, l'approvisionnement en gaz naturel renouvelable produit sur le territoire aura pour effet de réduire, en partie ou en totalité, les capacités de transport qui auraient autrement été contractées.

La production de gaz naturel renouvelable au Québec pourrait être entravée par des freins économiques parmi lesquels figurent les débouchés pour la vente de l'énergie produite. Comme mentionné à la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 3 de la Régie dans le dossier R-3909-2014² (pièce B-0054, Gaz Métro-2, Document 3), Gaz Métro partage les observations de l'UMQ³ à l'effet que l'encadrement réglementaire doit être adapté à la situation des producteurs de gaz naturel renouvelable, notamment en ce qui a trait à la flexibilité accordée à cette nouvelle source d'approvisionnement.

Ainsi, advenant des coûts échoués résultant de capacités de transport non utilisé en raison de la sortie d'un client du service de transport du distributeur sans cession de capacité, Gaz Métro propose que ces coûts soient récupérés auprès de l'ensemble de la clientèle.

Gaz Métro est d'avis que l'imposition d'une cession de capacité au client désirant s'approvisionner auprès d'un producteur de gaz naturel renouvelable sur le territoire créerait une barrière supplémentaire à la viabilité des projets de production de gaz naturel renouvelable.

7. Référence : Pièce B-0148, p.24.

Préambule :

« De plus, une partie des capacités de transport Parkway-GMIT (362 648 GJ/jour ou 9 571 10³m³/jour vers EDA) et 15 327 GJ/jour ou 405 10³m³/jour vers NDA) est attribuée à l'équilibrage et ne pourrait être cédée aux clients désirant se retirer du service de transport du distributeur. Pour l'année 2017, la partie attribuée au service de transport et pouvant être cédée aux clients représente 93 % de la capacité moyenne annuelle du tronçon Parkway-GMIT EDA.

Gaz Métro propose que les capacités entre Parkway et GMIT EDA attribuées au transport, et donc disponibles à la cession, soient établies à partir de tous les contrats dans une proportion de 93 %.

Le tableau suivant présente les capacités de transport entre Parkway et GMIT EDA/NDA disponibles à la cession. »

² Projet d'investissement pour le raccordement de la ville de Saint-Hyacinthe aux fins d'injection.

³ C-UMQ-0002, Observations, 23 avril 2015.

Tableau 4

CONTRATS DE TRANSPORT PARKWAY-GMIT EDANDA DISPONIBLES À LA CESSION AU 1^{er} NOVEMBRE 2016

	Segment	Transporteur (service)	Échéance en date du 2016-11-01	Débit total 2016-11-01 (GJ / jour)	Débit cession 2016-11-01 (GJ / jour)	Débit cession 2016-11-01 (10 ³ m ³ /jour)	Durée résiduelle (ans) en date du 2016-11-01	Pondération capacité selon échéance en date du 2016-11-01
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = 93% x (4)	(6)	(7)	(8)
1	Parkway-GMIT EDA	TCPL (FTSH)	2021-10-31	65 000	60 328	1 592	5	18%
2			2030-10-31	239 148	221 957	5 858	14	66%
3			2031-10-31	39 000	36 197	955	15	
4			2031-10-31	19 500	18 098	478	15	16%
5		TOTAL		362 648	336 579	8 883	Durée moy. =12,6	
6	Parkway-GMIT NDA	TCPL (FTSH)	2030-10-31	15 327	14 225	375	14	
	TOTAL Parkway-GMIT EDA/NDA			377 975	350 804	9 258		

Demandes :

- 7.1 Veuillez préciser, dans le cas d'une cession de capacité de transport à un client de la zone NDA, si Gaz Métro prévoit céder également une capacité sur Champion Pipelines. Veuillez élaborer.

Réponse :

Gaz Métro ne prévoit pas céder une capacité sur Champion Pipeline à un client de la zone Nord qui se retirerait du service de transport du distributeur.

Champion Pipelines est une filiale de Gaz Métro qui exploite deux gazoducs interprovinciaux. Les capacités de ces deux gazoducs sont entièrement détenues par Gaz Métro et celle-ci offre le service de transport, sur ces deux gazoducs, à l'ensemble des clients de la zone Nord.

Selon les *Conditions de Service et Tarif* (13.2.2.1) actuels, les clients de la zone Nord désirant fournir leur propre service de transport assument directement les coûts du transporteur TCPL et se voient facturer le prix du service du distributeur pour les coûts de Champion. Veuillez vous référer à la réponse 4.3 pour le traitement tarifaire des coûts de Champion en cas de fusion des zones Sud et Nord.

- 7.2 Veuillez expliquer comment serait traité cas d'une cession de capacité de transport à un client de la zone NDA en considérant la fusion des zones nord et sud.

Réponse :

La fusion des zones Nord et Sud est tarifaire. Du point de vue de l'approvisionnement gazier, que les tarifs de transport des deux zones soient fusionnés ou non, les clients de la zone Nord se verraient céder des capacités détenues par le distributeur, auprès des transporteurs, pour les desservir, soit des capacités de transport fournies par TCPL entre Parkway et GMIT NDA et par Union Gas entre Dawn et Parkway. Comme répondu à la question 7.1, les capacités détenues sur Champion Pipelines ne seront pas cédées aux clients de la zone NDA se retirant du service de transport du distributeur.

DESEQUILIBRES ET REGLEMENTS FINANCIERS

8. Référence : Pièce B-0148, p.49 et 50.

Préambule :

« La structure des contrats d'entente à prix fixe fait en sorte que c'est le fournisseur qui est responsable des déséquilibres volumétriques et des règlements financiers de ses clients. Ainsi, tout règlement financier lié à une entente à prix fixe est payé par / réclamé du fournisseur à prix fixe. Or, c'est le client qui aura effectivement payé / reçu le FLE/CLD, puisque c'est lui qu'il faut tenir indemne de son point de livraison. Pour ces cas spécifiques où le FLE/CLD sera applicable, Gaz Métro ajustera le prix des règlements financiers des fournisseurs en y soustrayant / additionnant respectivement la moyenne mensuelle du FLE/CLD sur la période contractuelle. En fait, il s'agit simplement encore une fois de ramener le prix de la fourniture au bon point de livraison et de considérer le fournisseur comme étant « virtuellement » au bon point de livraison.

[...]

Afin d'offrir un prix juste aux fournisseurs dans le cadre des règlements financiers, Gaz Métro doit ramener en partie le prix de la molécule au bon point de livraison, dans ce cas-ci Dawn. Pour ce faire, Gaz Métro n'a besoin que d'ajouter à ses moyennes de prix Empress la moyenne mensuelle du CLD. Par exemple, en supposant un déséquilibre de moins de 5 % pour un client à prix fixe ayant migré au 1er novembre 2015, Gaz Métro réglerait à un prix de déséquilibre calculé comme étant la valeur moyenne mensuelle du prix du gaz de réseau auquel serait additionné le CLD pour les mois suivant octobre 2015.

[...]

Mais dans le cas des clients à prix fixe, ces sommes dues ou à remettre demeureront au client si rien n'est fait puisque le règlement financier se fait avec le fournisseur. Gaz Métro devra donc, auprès d'un client dont le fournisseur fait l'objet d'un règlement financier, payer ou recevoir un montant équivalent au FLE/CLD perçu ou reçu en trop. »

Demande :

8.1 Veuillez illustrer par un exemple chiffré les règlements financiers, liés à une entente à prix fixe, que Gaz Métro appliquera respectivement au client et au fournisseur dans les cas spécifiques où les frais de livraison à Empress « FLE » et le crédit de livraison à Dawn « CLD » seront applicables.

Réponse :

Afin de répondre le plus clairement possible à la question de la Régie, Gaz Métro utilisera un exemple où la période contractuelle d'une entente de fourniture à prix fixe se réalise entre le 1^{er} novembre 2015 et le 31 octobre 2016, c'est à dire sans chevauchement du 1^{er} novembre 2015 ou 2016. À noter que ceci est simplement à des fins de simplification de l'exemple, le principe étant le même si une entente chevauche une date de migration ou non.

Ainsi, Gaz Métro utilise l'exemple suivant pour lequel une entente de fourniture à prix fixe se réalise entre le 1^{er} novembre 2015 et le 31 octobre 2016 avec livraison du gaz naturel à Dawn.

	GJ
Consommation du client	49 309
Livraisons du fournisseur	41 610
Déséquilibre	7 699
	\$/GJ
Prix fixe entre le client et le fournisseur	3,642
Prix moyen du gaz de réseau	4,151
Prix moyen de la compression réseau	0,191
Prix moyen du gaz au marché	4,605
Prix moyen de la compression au marché	0,223
Crédit de livraison à Dawn (CLD)	-0,268

Dans cet exemple, le client a consommé plus de gaz naturel que le fournisseur n'en a livré pour lui au cours de la période contractuelle. Ainsi, puisque Gaz Métro a fourni le gaz naturel au client, le fournisseur doit de la fourniture au distributeur. Comme le spécifie les *Conditions de Service et Tarif* à l'article 11.2.3.3.2, le déficit de livraison (la fourniture manquante) est vendu au fournisseur. Le volume de fourniture à acheter du distributeur est égal au déséquilibre de 7 699 GJ.

Dans un premier temps, supposant que la livraison du gaz naturel est à Empress, comme c'est le cas aujourd'hui. Voici comment, conformément aux *Conditions de Service et Tarif* actuelles, la vente de la fourniture manquante devrait se réaliser.

Pour le premier 5 % du volume consommé (2 645 GJ) :

$$\begin{aligned} & \text{Volume} \times [(\text{Prix du Gaz de réseau} + \text{Prix de la compression réseau}) - \text{Prix à l'entente de Prix fixe}] \\ & = 2\,645 \times [(4,151 + 0,191) - 3,642] = 1\,725,80 \$ \end{aligned}$$

Le solde du déficit, soit 5 233 GJ ((7 699 GJ– 2 465 GJ), doit être réglé comme suit :

$$\begin{aligned} & \text{Solde} \times \{ \max [(\text{Prix du Gaz de réseau} + \text{Prix de la compression réseau}) ; (\text{Prix du Gaz au marché} + \text{Prix de} \\ & \quad \text{la compression au marché})] - \text{Prix à l'entente de Prix fixe} \} \\ & = 5\,233 \times \{ \max [(4,151+0,191) ; (4,605 + 0,223)] - 3,642 \} \\ & = 5\,233 \times \{ [(4,605 + 0,223)] - 3,642 \} = 6\,206,59 \$ \end{aligned}$$

Ainsi, le montant total à facturer au fournisseur pour le règlement financier est de 7 932,39 \$ (1 725,80 \$+6 206,59 \$). Pour sa part, le client ne doit rien au distributeur, car il a consommé et payé tout le gaz naturel livré pour lui au prix de l'entente de fourniture à prix fixe, tel que stipulé dans l'entente.

Dans un deuxième temps, voici le traitement du même règlement financier, mais avec une livraison à Dawn.

Les prix du gaz de réseau et du marché utilisés ci-haut sont des prix à Empress. Or avec des livraisons de gaz naturel à Dawn, les prix auxquels devront se faire les règlements financiers devront être en fonction des prix à Dawn. Afin de tenir compte de cette réalité et de faire en sorte que le montant à facturer/rembourser aux fournisseurs balance avec celui facturé/remboursé aux clients, les prix du gaz de réseau et du marché doivent être virtuellement ramenés à Dawn par l'intermédiaire d'un ajustement qui sera égal au Crédit de livraison à Dawn (CLD).

Ainsi, le règlement du premier 5 % de déséquilibre se réalisera comme suit :

$$\begin{aligned} & \text{Volume} \times [(\text{Prix du Gaz de réseau} + \text{Prix de la compression réseau} - \text{CLD}) - \text{Prix à l'entente de Prix fixe}] \\ & = 2\,465 \times [(4,151 + 0,191 - \mathbf{-0,268}) - 3,642] = 2\,386,54 \$ \end{aligned}$$

Le solde pour sa part doit se régler comme suit :

$$\begin{aligned} & \text{Solde} \times \{ \max [(\text{Prix du Gaz de réseau} + \text{Prix de la compression réseau} - \text{CLD}) ; (\text{Prix du Gaz au} \\ & \quad \text{marché} + \text{Prix de la compression au marché} - \text{CLD})] - \text{Prix à l'entente de Prix fixe} \} \\ & = 5\,233 \times \{ \max [(4,151 + 0,191 - \mathbf{-0,268}) ; (4,605 + 0,223 - \mathbf{-0,268})] - 3,642 \} \\ & = 5\,233 \times \{ [(4,605 + 0,223 - \mathbf{-0,268})] - 3,642 \} = 7\,609,09 \$ \end{aligned}$$

Ainsi, le montant total à facturer au fournisseur pour le règlement financier est de 9 995,63 \$. Ce montant est plus élevé que dans le cas d'une livraison à Empress puisque le gaz naturel vendu à Dawn est plus onéreux que le gaz naturel vendu à Empress. Il est à noter que la différence de 2 063,34 \$ représente le montant relié au fait que le volume de gaz en déséquilibre a été livré à Dawn (7 699 GJ × 0,268 \$/GJ).

Du côté du client, puisque le CLD aura été remis selon le volume livré pour lui, il n'aura reçu qu'un crédit égal à 41 610 GJ multipliés par le CLD. Ayant plutôt consommé 49 309 GJ, un solde de 7 699 GJ multipliés par le CLD lui demeure dû. Le crédit sera calculé comme suit :

$$\begin{aligned} & \text{Volume en déséquilibre} \times \text{CLD} \\ & = 7\,699 \times -0,268 = \mathbf{-2\,063,34 \$} \end{aligned}$$

Ainsi, le montant de 2 063,34 \$ à remettre au client est l'exact montant qui sera facturé au fournisseur pour la partie liée au CLD du règlement financier. Le tout est donc en équilibre.

Cette démonstration serait exactement la même pour une livraison à Empress après le 1^{er} novembre 2016, période pour laquelle les frais de livraison à Empress (FLE) s'appliqueraient, mais en sens inverse.

METHODE DE FONCTIONNALISATION DES ACHATS DE GAZ NATUREL

- 9. Références :** (i) Pièce B-0148, p. 70 et 71;
(i) Pièce B-0148, annexe 6.

Préambule :

En référence (i) :

« Gaz Métro juge que l'option 4 est celle qui répond le mieux à l'objectif initial de définir la méthode qui permet de fonctionnaliser les coûts d'achats de gaz naturel entre les services de fourniture, de transport et d'équilibrage d'une façon juste et raisonnable, en préservant l'équité entre les différentes catégories de clients utilisant ou non les services du distributeur.

[...]

L'approche proposée par Gaz Métro demeure applicable si d'autres points d'achat de gaz de réseau sont intégrés au plan d'approvisionnement gazier des prochaines années. »

En référence (ii) :

À l'annexe 6, Gaz Métro présente les résultats obtenus avec l'option 4 en utilisant les données de l'année 2012-2013 considérant le point de référence à Dawn.

Demandes :

- 9.1 Veuillez présenter (sous le format de l'annexe 6) l'application de l'option 4, considérant le point de référence à Dawn, en utilisant les données des années 2011-2012 et 2013-2014.

Réponse :

L'annexe 1 présente l'information.

L'évaluation au rapport annuel pour l'année 2012-2013, considérant le point de référence Dawn, a été présentée à l'annexe 4 de la pièce B-0148, GazMétro-16, Document 1. Toutefois, à des fins de présentation, le tableau est présenté à nouveau à l'annexe 1 du présent document.

Il est à noter qu'une erreur a été identifiée dans cette évaluation. Ainsi, une version révisée de la pièce GazMétro-16, Document 1 est déposée.

- 9.2 Veuillez présenter (sous le format de l'annexe 6) l'application de l'option 4, considérant le point de référence à Empress, en utilisant les données des années 2011-2012, 2012-2013 et 2013-2014.

Réponse :

L'annexe 2 présente l'information.

- 9.3 Veuillez présenter les résultats qu'aurait donnée l'application de l'option 4 au dossier tarifaire des années 2011-2012, 2012-2013 et 2013-2014 en considérant le point de référence à Empress et le point de référence à Dawn.

Réponse :

L'annexe 3 présente l'information.

- 9.4 Veuillez commenter les résultats obtenus dans les questions précédentes.

Réponse :

Les tableaux suivants résument les résultats pour les trois dernières années de la fonctionnalisation entre les services à la cause tarifaire et au rapport annuel et ce, en fonction des points de référence Dawn et Empress.

Point de référence Dawn

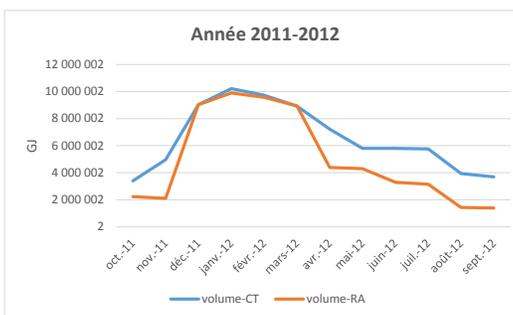
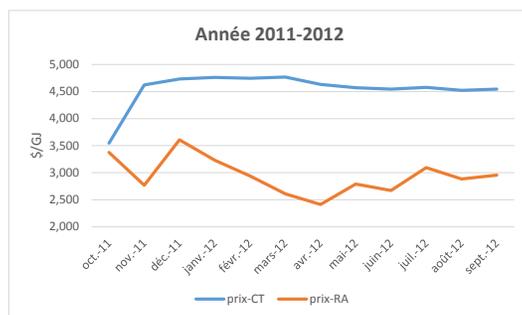
	Cause tarifaire			Rapport annuel			Variation	
Année 2011-2012								
Volume (GJ)	78 421 428			59 692 171			-18 729 257	-24%
Coûts fonctionnalisés	000 \$	\$/GJ	ratio	000 \$	\$/GJ	ratio	000 \$	
F	374 019 348	4,769	103%	186 116 476	3,118	104%	-187 902 872	
T	-11 909 472	-0,152	-3%	-6 912 108	-0,116	-4%	4 997 364	
É	0	0,000	0%	-638 834	-0,011	0%	-638 834	
Totaux	362 109 876	4,617		178 565 534	2,991		-183 544 342	-51%
Année 2012-2013								
Volume (GJ)	76 141 086			59 146 703			-16 994 383	-22%
Coûts fonctionnalisés	000 \$	\$/GJ	ratio	000 \$	\$/GJ	ratio	000 \$	
F	284 832 753	3,741	103%	231 432 129	3,913	102%	-53 400 624	
T	-8 273 106	-0,109	-3%	-2 302 092	-0,039	-1%	5 971 014	
É	0	0,000	0%	-2 809 313	-0,047	-1%	-2 809 313	
Totaux	276 559 647	3,632		226 320 724	3,826		-50 238 924	-18%
Année 2013-2014								
Volume (GJ)	74 156 839			80 412 856			6 256 017	8%
Coûts fonctionnalisés	000 \$	\$/GJ	ratio	000 \$	\$/GJ	ratio	000 \$	
F	298 452 454	4,025	102%	411 888 432	5,122	93%	113 435 978	
T	-7 231 264	-0,098	-2%	-10 873 641	-0,135	-2%	-3 642 377	
É	0	0,000	0%	42 991 649	0,535	10%	42 991 649	
Totaux	291 221 190	3,927		444 006 441	5,522		152 785 250	52%

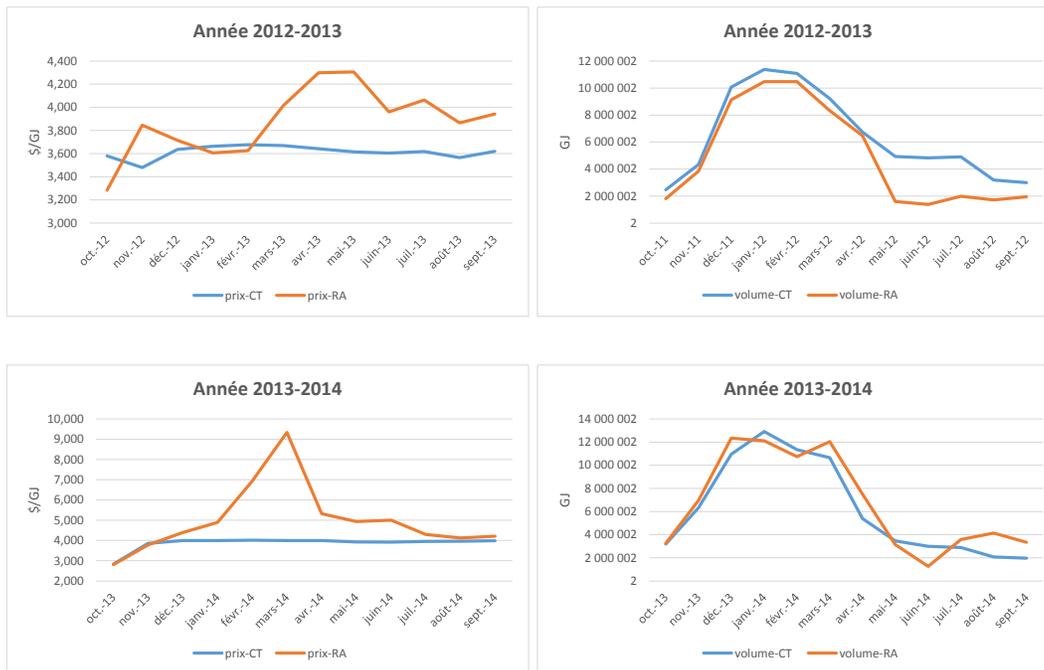
Point de référence Empress

		Cause tarifaire			Rapport annuel			Variation	
Année 2011-2012									
Volume (GJ)		78 421 428			59 692 171			-18 729 257	-24%
Coûts fonctionnalisés		000 \$	\$/GJ	ratio	000 \$	\$/GJ	ratio	000 \$	
F		295 488 882	3,768	82%	131 663 518	2,206	74%	-163 825 365	
T		66 620 993	0,850	18%	47 233 995	0,791	26%	-19 386 999	
É		0	0,000	0%	-331 978	-0,006	0%	-331 978	
Totaux		362 109 876	4,617		178 565 534	2,991		-183 544 342	-51%
Année 2012-2013									
Volume (GJ)		76 141 086			59 146 703			-16 994 383	-22%
Coûts fonctionnalisés		000 \$	\$/GJ	ratio	000 \$	\$/GJ	ratio	000 \$	
F		212 133 186	2,786	77%	171 691 354	2,903	76%	-40 441 832	
T		64 426 461	0,846	23%	58 440 739	0,988	26%	-5 985 722	
É		0	0,000	0%	-3 811 370	-0,064	-2%	-3 811 370	
Totaux		276 559 647	3,632		226 320 724	3,826		-50 238 924	-18%
Année 2013-2014									
Volume (GJ)		74 156 839			80 412 856			6 256 017	8%
Coûts fonctionnalisés		000 \$	\$/GJ	ratio	000 \$	\$/GJ	ratio	000 \$	
F		247 667 195	3,340	85%	332 864 253	4,139	75%	85 197 058	
T		43 553 995	0,587	15%	74 840 678	0,931	17%	31 286 683	
É		0	0,000	0%	36 301 509	0,451	8%	36 301 509	
Totaux		291 221 190	3,927		444 006 441	5,522		152 785 250	52%

Les résultats aux différents rapports annuels sont l'effet combiné de la variation des volumes d'achat et des prix. La variation des coûts n'est pas proportionnelle à la variation des volumes.

De plus, l'effet croisé de la fluctuation mensuelle des volumes et des prix influencent également les résultats. Les graphiques suivants présentent l'évolution mensuelle des prix et des volumes à la cause tarifaire (projections saisonnières) et au réel pour chacune des années.





Considérant le point de référence Dawn, la méthode de fonctionnalisation a pour effet de réduire les coûts de transport et d’augmenter les coûts de fourniture afin de ramener le prix de la fourniture achetée à Empress au même niveau que le prix payé par les clients en achat direct qui livrent à Dawn, soit le prix à Dawn. Les résultats présentés sont donc attendus. L’inverse est également observé pour le point de référence Empress (augmentation des coûts de transport et baisse des coûts de fourniture). Les niveaux des augmentations ou des baisses des coûts de fourniture ou de transport seront toutefois fonction des différentiels de lieu entre Empress et Dawn propres à chaque année.

Les résultats au point de référence Dawn et ceux au point de référence Empress sont, en valeur absolue, de niveaux très différents. En effet, au point de référence Dawn, la portion transport est évaluée pour les volumes d’achats à Empress (2 à 5 10⁶GJ) alors qu’au point de référence, la portion transport est évaluée pour les volumes d’achats à Dawn (50 à 75 10⁶GJ)

La fonctionnalisation à l’équilibrage capte le différentiel de coûts entre un profil d’achat de gaz naturel uniforme sur l’année et un profil d’achat de gaz naturel concentré sur l’hiver, ce qui a été défini comme la saisonnalité. Les coûts fonctionnalisés à ce service fluctuent de façon importante d’une année à l’autre et découlent de l’effet croisé « volumes et prix ». Les résultats selon le point de référence Dawn ou Empress, sans être égaux, sont tout de même analogues étant donné que l’analyse est effectuée sur les achats totaux de gaz naturel.

Gaz Métro tient à rappeler que le point de référence est défini par le point de livraison de la clientèle en achat direct. Ainsi, les évaluations présentées aux annexes 2 et 3, qui considèrent le point de référence Empress, ne peuvent s’appliquer dans la situation où le prix de fourniture du distributeur est établi au point de référence Dawn.

- 10. Références :** (i) Pièce B-0148, p.33;
(ii) Pièce B-0148, p.38.

Préambule :

(i) « Dans le cadre de la cause portant sur le dégroupement des tarifs en 2000 (R-3443-2000), Gaz Métro proposait un tarif distinct pour le service de transport avec des taux différents pour les zones Sud et Nord.

[...]

Cette orientation permettait toutefois de revenir à une facturation plus précise des coûts de transport et plus près du principe utilisateur payeur tel que l'indiquait le distributeur dans sa preuve. »

(ii) « Gaz Métro estime que la fusion des zones est requise entre autres pour une raison d'équité. »

Demande :

10.1 Veuillez élaborer sur le motif d'équité mentionné à la référence (ii) selon lequel le principe d'utilisateur-payeur serait moins équitable aujourd'hui.

Réponse :

Comme mentionné à la page 38 de la pièce en référence, il existe une certaine intégration des services de transport des zones Nord et Sud, de sorte que les structures de coûts des zones ne sont pas entièrement distinctes et étanches.

D'une part, les coûts relatifs aux conduites de transmission appartenant à Gaz Métro et qui sont situées dans la zone Sud sont récupérés par l'intermédiaire des tarifs de distribution auprès de tous les clients. Ainsi, les clients de la zone Nord contribuent au coût de ces conduites malgré qu'ils ne les utilisent pas.

D'autre part, les clients de la zone Nord contribuent au coût des conduites de TQM qui sont situées dans la zone Sud, même s'ils n'en sont pas utilisateurs. Il en est ainsi car ces coûts sont intégrés au tarif de TCPL et récupérés auprès de l'ensemble des clients.

Par ailleurs, les coûts des conduites de Champion ne sont récupérés qu'auprès des clients de la zone Nord qui utilisent cette conduite.

Ainsi, la configuration actuelle des tarifs fait en sorte que les clients de la zone Nord assument seuls les coûts des conduites de Champion alors que les clients de la zone Sud n'ont pas à assumer seuls les coûts des conduites de transmission qui sont situées au sud. Le principe utilisateur-payeur n'est appliqué que partiellement et conséquemment, cela résulte en une iniquité.

STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS

- 11. Références :** (i) Pièce B-0155, p. 16;
(ii) Pièce B-0390, p. 19;
(iii) Décision D-2014-077, p. 96.

Préambule :

(i) Le tableau suivant présente les coûts prévus des investissements découlant de la Stratégie de gestion des actifs, pour la période 2014-2018.

Catégorie d'investissements <i>En millions de \$</i>	2014	2015	2016	2017	2018	2019
		<i>plan pluriannuel des investissements</i>				
Risques		12,5	7,3	9,2	9,1	9,1
Respect des exigences		16,3	18,1	14,6	16,1	16,1
Enjeux clients - capacité hydraulique		0,2	0,5	0,5	0,5	0,5
Amélioration des actifs		18,2	23,5	22,1	22,1	22,1
Inflation 2 %		-	1,0	1,9	2,9	3,9
Total prévu pour 2015-2019	-	47,2	50,4	48,3	50,7	51,7
Total prévu pour 2014-2018	50,4	42,3	39,6	40,4	41,1	
Augmentation		12%	27%	19%	23%	

Tableau établi à partir de la pièce B-0155 p. 16 et de la décision D-2014-077, p. 95.

(ii) À l'égard de la stratégie de gestion des actifs, Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte du suivi de la décision D-2013-106 relatif à la planification annuelle des investissements requis dans le cadre de sa stratégie de gestion des actifs et s'en déclarer satisfaite.

(iii) « [385] Dans sa décision D-2013-106, la Régie a demandé l'ajout d'une description des projets à partir du dossier tarifaire 2014 [...]. Les explications des projets fournies par Gaz Métro sont satisfaisantes. »

[...]

« [387] Considérant que les coûts annuels d'investissements anticipés dans le cadre de la Stratégie sont importants, la Régie juge nécessaire d'assurer une pérennité de la connaissance. **Dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, la Régie demande à Gaz Métro de présenter les assises de la Stratégie, telles que les objectifs visés, une description sommaire de son fonctionnement et autres éléments importants, ainsi que les coûts anticipés, l'échéancier et l'explication des projets.** »

Demandes :

11.1 Veuillez justifier l'augmentation du coût des investissements découlant de la Stratégie de gestion des actifs, pour la période 2015-2019.

Réponse :

L'augmentation du coût des investissements pour la période 2015-2019 s'explique principalement par l'augmentation de projets en lien avec le MTQ et les municipalités. En effet, lors de la Cause tarifaire 2015, des montants plus importants ont été prévus pour des projets avec le MTQ et pour les municipalités (enveloppe infrastructure, repavages municipaux).

11.2 Veuillez confirmer que la demande de Gaz Métro de la référence (ii) concerne un suivi de la décision D-2014-077 et non un suivi de la décision D-2013-106.

Réponse :

Gaz Métro confirme.

CODE DE CONDUITE

- 12. Références :** (i) Pièce B-0189, p. 4;
(ii) Décision D-2011-197.

Préambule :

(i) « 4.2 *Quant aux dispositions d'actifs entre le Distributeur et ses entités apparentées qu'il détient à 100 % directement ou indirectement par l'intermédiaire d'une entité apparentée et/ou les activités non réglementées, la transaction se fera au coût comptable net de ces actifs.*

4.3 Dans les autres cas, la disposition s'effectue à un prix négocié dans des conditions de concurrence entre des parties bien informées et consentantes. » [nous soulignons]

(ii) « [39] *En conséquence, la Régie autorise Gaz Métro à réaliser le projet de disposition du compresseur, au montant de 25 000 \$ à titre de juste valeur marchande.* » [nous soulignons]

Demandes :

12.1 Veuillez justifier l'utilisation du coût comptable net pour établir la contrepartie d'une transaction, selon la référence (i) plutôt que la juste valeur marchande, selon la référence (ii).

Réponse :

Les dispositions d'actifs entre le distributeur et ses entités apparentées qu'il détient à 100 % se font au coût comptable net de ces actifs à l'exception de la disposition du compresseur ayant fait l'objet de la décision D-2011-197, laquelle s'est faite à la juste valeur marchande considérant les faits particuliers soumis à la Régie dans le dossier R-3759-2011.

12.2 À l'article 4.3 du code de conduite de la référence (i), dans les autres cas, la disposition s'effectue à un prix négocié dans des conditions de concurrence. Veuillez préciser la méthode d'établissement de la contrepartie, pour les autres cas, en l'absence de concurrence.

Réponse :

En l'absence de concurrence, c'est le coût comptable net qui prédomine.

13. Référence : Pièce B-0189, annexe 1, p. 6;

Préambule :

Le contrôleur du Distributeur peut édicter des règles de gestion interne pour l'application du code de conduite que les gestionnaires doivent appliquer et sur lesquelles ils doivent rendre compte.

Demande :

13.1 Veuillez présenter les règles de gestion interne édictées par le contrôleur du Distributeur, le cas échéant.

Réponse :

Par règles de gestion interne, Gaz Métro entend les mesures qu'elle met en place en termes d'éthique et de gouvernance pour s'assurer de l'application du *Code de conduite* et pour supporter les gestionnaires du distributeur ainsi que les responsables d'activités non réglementées et d'entités apparentées dans l'application de ce code de conduite.

Tel qu'indiqué dans le *Code de conduite*, le contrôleur du distributeur, en collaboration avec le directeur de l'audit interne, est responsable d'organiser et d'assurer le suivi des processus d'information et de formation continue des règles de conduite auprès des gestionnaires et de ceux nouvellement engagés.

Il est également responsable d'organiser et d'assurer le suivi des processus d'information et de formation continue auprès des responsables des entités apparentées du distributeur.

ALLOCATION DES COÛTS ET BÉNÉFICES ENTRE ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES ET ANR

- 14. Références :**
- (i) Pièce B-0190, p. 5;
 - (ii) Pièce B-0190, p. 6;
 - (iii) Pièce B-0190, p. 8;
 - (iv) Pièce B-0391, p. 8;
 - (v) Décision D-2013-106, p. 76.

Préambule :

- (i) « L'étude menée par Gaz Métro a permis de confirmer les activités ANR identifiées en 2014 et d'en identifier de nouvelles pour 2015. »
- (ii) Pour chaque catégorie de services support, Gaz Métro présente les coûts prévus aux budgets 2014 et 2015 ainsi que l'écart causée par l'effet de l'application de la méthode du coût complet et de l'inflation.

Coûts des services de support (en milliers \$)	B2015	B2014	Écart B2015- B2014
Services informatiques	9 425	8 754	671
Utilisation des bâtiments	6 127	5 059	1 068
Équipements	4 562	1 360	3 202
Services de ressources humaines	1 747	1 553	194
Total des frais ANR par ÉTP	21 861	16 726	5 135

(iii) « L'étude menée par Gaz Métro sur l'allocation des coûts et des bénéfices entre activités réglementées et non réglementées a permis d'établir un coût complet juste et raisonnable pour les services rendus aux ANR. » [nous soulignons]

(iv) « Il est à noter que, si la méthode proposée avait été appliquée aux résultats financiers de 2014, les dépenses d'exploitations des ANR auraient été plus élevées de 0,2 M\$ et conséquemment, le point de départ pour la DaQ aurait été ajusté à la baisse de 0,2 M\$ afin de neutraliser l'effet du changement de méthodologie. »

(v) « [342] Par ailleurs, la Régie tient à s'assurer que les coûts et les bénéfices des transactions portant sur des activités conjointes, dans ce cas-ci des transactions de financement, sont répartis équitablement entre les activités réglementées et non réglementées. »
[nous soulignons]

Demandes :

14.1 Veuillez présenter les nouvelles activités ANR en 2015 selon la référence (i).

Réponse :

L'étude menée par Gaz Métro a permis d'effectuer une analyse en profondeur du temps que les employés de Gaz Métro consacrent aux activités ANR. Ces activités sont en constante évolution et varient en fonction des orientations stratégiques de Gaz Métro.

L'accroissement des activités se retrouve principalement du côté du gaz naturel liquéfié (GNL) et de Champion Pipeline. Pour ce qui est du GNL, de nouveaux employés et du temps additionnel par des employés actuels sont requis afin de répondre aux besoins grandissants de développement du GNL hors réseau. Du côté de Champion, outre les programmes courants, le nombre croissant d'audits de l'ONÉ en matière de conformité au *Code canadien qui régit l'industrie du pipeline* (norme CSA Z662), entraîne une hausse des activités d'entretien. D'ailleurs, on remarque que le temps consacré à Champion est maintenant inclus distinctement dans le tableau de recharge des salaires et avantages sociaux, comme présenté dans la pièce B-0204, Gaz Métro-21, Document 27.

À l'opposé, les activités liées à l'éolien sont en diminution, en raison de la mise en opération des trois parcs.

14.2 Veuillez indiquer si le montant de 0,2 M\$ de la référence (iv) tient également compte des nouvelles activités ANR identifiées pour l'année 2015. Veuillez expliquer.

Réponse :

Le montant de 0,2 M\$ de la référence (iv) représente l'impact de la nouvelle méthode de calcul des coûts de services support appliqués aux activités réelles de 2014. Le calcul isole l'impact de l'inflation et l'effet de l'évolution des activités ANR. Comme ce montant ne s'applique qu'au coût de services support, il ne tient donc pas compte de la variation des activités ANR identifiées pour l'année 2015 et décrites à la question 14.1.

14.3 Veuillez présenter distinctement l'écart relié à l'inflation et l'écart relié à l'application de la méthode du coût complet de la référence (ii).

Réponse :

Le tableau ci-après présente distinctement l'écart relié à l'inflation et l'écart relié à l'application de la méthode du coût complet.

Coûts de services support	B2015	B2014	Écart B2015-B2014	Écart lié à l'inflation	Écart lié à l'application du coût complet
Coût des services informatiques	9 425	8 754	671	158	513
Coût d'utilisation des bâtiments	6 127	5 059	1 068	91	977
Coût des équipements	4 562	1 360	3 202	24	3 178
Coûts des services de ressources humaines	1 747	1 553	194	28	166
Total des frais ANR par ÉTP	21 861	16 726	5 135	301	4 834

14.4 Veuillez confirmer que les montants de la référence (ii) sont exprimés en \$ et non en milliers de dollars.

Réponse :

Gaz Métro confirme que les montants sont exprimés en dollars. Une version révisée de la pièce B-0190, Gaz Métro-21, Document 13 sera déposée pour corriger le tableau.

14.5 Veuillez présenter les bénéfices pris en compte par Gaz Métro dans l'étude qu'elle a menée à la référence (iii).

Réponse :

Le terme « bénéfices », au sens de l'étude sur la recharge ANR, réfère à la contrepartie reçue par l'entité apparentée, à la suite de services rendus par une entité du groupe corporatif. Tout service sous-entend une substance économique dont une partie tire des bénéfices et dont l'autre engendre des coûts.

Tel que mentionné à la pièce B-0176, Gaz Métro-12, Document 17, lignes 6 à 8, de la Cause tarifaire 2013 (R-3809-2012), toutes les dépenses, autres que les salaires et avantages sociaux, encourues au bénéfice exclusif des ANR sont imputées directement aux ANR. Elles ne font donc pas l'objet d'une recharge.

Par conséquent, la recharge ne comprend pas de sources de revenus entre les activités de la daQ et des ANR nécessitant une allocation d'une entité à l'autre.

FORMULE PARAMÉTRIQUE

- 15. Références :** (i) Pièce B-0206, annexe 1;
(ii) Décision D-2014-077 p. 76.

Préambule :

(i) Gaz Métro présente le résultat de l'application de la formule paramétrique pour la période 2009-2015, en considérant les paramètres définis dans la décision D-2014-077.

(ii) « [285] *Dans un souci de cohérence réglementaire, la Régie retient l'utilisation d'un taux général, tel l'IPC, comme mesure de l'inflation. De façon spécifique et unique à 2014, la Régie retient également le taux d'inflation pondéré proposé par Gaz Métro, afin d'assurer un traitement équitable du Distributeur* ».

Demandes :

15.1 Veuillez confirmer que le résultat de l'application de la formule paramétrique de la référence (i) tient compte d'un taux d'inflation pondéré.

Réponse :

Non, Gaz Métro ne peut le confirmer. Pour 2015, Gaz Métro a utilisé un taux d'inflation général, provenant des hypothèses économiques du Plan d'approvisionnement (B-0258, Gaz Métro-7, Document 1, page 33) conformément à la décision D-2014-077.

15.2 Le cas échéant, veuillez présenter le résultat de l'application de la formule paramétrique de la référence (i) en considérant un taux général, tel l'IPC, comme mesure de l'inflation. Veuillez également tenir compte des données réelles pour l'année 2014.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 15.1 pour l'utilisation d'un taux général comme mesure de l'inflation.

Pour tenir compte des données réelles de 2014, Gaz Métro présente le tableau suivant qui, plutôt que d'appliquer la formule paramétrique sur la base des dépenses réelles de 2009 comme dans la référence (i), applique la formule avec les dépenses réelles de 2014 comme point de départ. Ainsi, le résultat de l'application de la formule paramétrique spécifiquement aux dépenses d'exploitation réelles pour l'année 2014 (R-3916-2014, B-0018, Gaz Métro-4, Document 5) est le suivant :

Dépenses exploitation réelles 2014	186 163 \$
– Fonds de pension 2014	(22 198 \$)
(1 + inflation (1,8 %) – facteur X (0,3 %))	*
(1 + facteur de croissance nombre de clients (1,1 %))	*
Résultat excluant fonds de pension	168 317 \$
Résultat avec fonds de pension (+22 198 \$)	190 515 \$

RÉMUNÉRATION DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS

16. Référence : Pièce B-0177.

Préambule :

Calcul du Coût en Capital Prospectif pour l'année 2015
Conformément à la décision D-97-25

DETTE A :	54,00%				
25,00% TAUX VARIABLE					
	Pondération	Taux			
Titrisation	0,00%	0,00%	0,00%		
Papier commercial	100,00%	1,77%	1,77%		
Marché monétaire	0,00%	0,00%	0,00%		
Rendement annuel - Taux variable :			<u>1,77%</u>	<u>0,44%</u>	
10,00% MOYEN TERME À TAUX FIXE					
Obligation Cda 5 ans		2,30%			
Obligation Cda 10 ans		2,85%			
Moyenne des taux 5 - 10 ans :			<u>2,58%</u>		
Écart corporatif moyen :			<u>0,97%</u>		
	Taux coupon :		<u>3,54%</u>		
Commission :		0,375%			
Frais d'émission :		0,150%			
	Sur base annuelle :		<u>0,07%</u>		
Rendement annuel - Moyen terme :			<u>3,61%</u>	<u>0,36%</u>	

Demandes :

16.1 Veuillez expliquer et présenter en détail la méthodologie pour déterminer le taux du papier commercial, le taux des obligations canadiennes 5 ans et 10 ans, l'écart moyen corporatif, le taux de commission et les frais d'émissions indiqués dans le tableau en référence. Veuillez fournir les données dans un fichier Excel ainsi que vos sources des données.

Réponse :

Vous trouverez les détails relatifs à la méthode et aux données à l'annexe 4 de la présente pièce.

16.2 Veuillez présenter une mise à jour complète du coût en capital prospectif pour l'année 2015 au 31 mars 2015.

Réponse :

Société en commandite Gaz Métro

Cause tarifaire 2015, R-3879-2014, phase 3

Calcul du coût en capital prospectif pour l'année 2015
Conformément à la décision D-97-25
EN DATE DU 31 MARS 2015

DETTE A : 54,00%

25,00% TAUX VARIABLE	Pondération	Taux		
Titrisation	0,00%	0,00%	0,00%	
Papier commercial	100,00%	1,60%	1,60%	
Marché monétaire	0,00%	0,00%	0,00%	
Rendement annuel - Taux variable :			1,60%	0,40%

10,00% MOYEN TERME À TAUX FIXE

Obligation Cda 5 ans	1,05%			
Obligation Cda 10 ans	1,85%			
Moyenne des taux 5 - 10 ans :			1,45%	
Écart corporatif moyen :			0,88%	
Taux coupon :			2,33%	
Commission :	0,375%			
Frais d'émission :	0,150%			
Sur base annuelle :			0,07%	
Rendement annuel - Moyen terme :			2,40%	0,24%

65,00% LONG TERME A TAUX FIXE

Obligation Cda 10 ans :	1,85%			
Obligation Cda 30 ans :	2,48%			
Moyenne des taux 10 - 30 ans :			2,16%	
Écart corporatif moyen :			1,19%	
Taux coupon :			3,36%	
Commission :	0,450%			
Frais d'émission :	0,150%			
Sur base annuelle :			0,03%	
Rendement annuel - Long terme :			3,39%	2,20%

TAUX PROSPECTIF DE LA DETTE : 2,84%

COUT EN CAPITAL PROSPECTIF :

DETTE :	54,00%	2,84%	1,53%	
ACT. PRIVILÉGIÉES :	7,50%	5,68%	0,43%	IDEM au dépôt 2015
ACT. ORDINAIRES :	38,50%	8,90%	3,43%	IDEM au dépôt 2015
	100,00%			
COUT EN CAPITAL PROSPECTIF PONDÉRÉ :			5,39%	

16.3 Veuillez présenter le taux d'intérêt moyen du papier commercial et les taux d'intérêt moyens des obligations 3 ans et 5 ans du gouvernement du Canada du mois de mars 2015. Veuillez fournir les données dans un fichier Excel.

Réponse :

**LE TAUX D'INTÉRÊT DU PAPIER COMMERCIAL
ET
LE TAUX DES OBLIGATIONS 3 ANS ET 5 ANS DU GOUVERNEMENT DU CANADA
AU COURS DU MOIS DE MARS 2015**

	TAUX (%)			Papier commercial en circulation		
	Papier commercial (1) + (2) + (3)	3 ans	5 ans	Taux moyen pondéré (1)	Frais d'attente, d'agence et d'extension (2)	Frais de banque (3)
2	1,382	0,470	0,790	0,931	0,371	0,080
3	1,381	0,460	0,810	0,930	0,371	0,080
4	1,383	0,570	0,910	0,932	0,371	0,080
5	1,383	0,590	0,940	0,932	0,371	0,080
6	1,371	0,590	0,990	0,920	0,371	0,080
9	1,371	0,570	0,950	0,920	0,371	0,080
10	1,358	0,560	0,920	0,907	0,371	0,080
11	1,360	0,560	0,890	0,909	0,371	0,080
12	1,360	0,550	0,880	0,909	0,371	0,080
13	1,360	0,520	0,860	0,909	0,371	0,080
16	1,350	0,510	0,830	0,899	0,371	0,080
17	1,350	0,520	0,820	0,899	0,371	0,080
18	1,348	0,470	0,740	0,897	0,371	0,080
19	1,347	0,460	0,740	0,896	0,371	0,080
20	1,346	0,440	0,720	0,895	0,371	0,080
23	1,346	0,440	0,720	0,895	0,371	0,080
24	1,352	0,450	0,720	0,901	0,371	0,080
25	1,340	0,480	0,750	0,889	0,371	0,080
26	1,340	0,570	0,860	0,889	0,371	0,080
27	1,345	0,510	0,790	0,894	0,371	0,080
30	1,345	0,490	0,780	0,894	0,371	0,080
31	1,357	0,490	0,770	0,906	0,371	0,080
Moyenne	1,358	0,512	0,826			

Données réelles	Source : Banque du Canada
Taux moyen pondéré du papier commercial en circulation durant le mois de mars 2015.	Lien Web : http://www.banqueducanada.ca/taux/taux-dinteret/rendements-des-obligations-recherche-dix-demieres-annees/

16.4 Veuillez présenter une mise à jour de l'écart moyen corporatif, le taux de commission et les frais d'émissions pour le mois de mars 2015. Veuillez fournir les données dans un fichier Excel.

Réponse :

ÉCART CORPORATIF MOYEN
AU COURS DU MOIS DE MARS 2015

	Banque #1	Banque #2	Banque #3	Banque #4	Banque #5	Moyenne
Données en date du :	30-mars-15	27-mars-15	23-mars-15	27-mars-15	30-mars-15	
Terme 5 ans	0,800%	0,760%	0,710%	0,650%	0,720%	0,728%
Terme 10 ans	1,050%	1,050%	1,060%	1,000%	0,970%	1,026%
Terme 30 ans	1,350%	1,350%	1,380%	1,350%	1,350%	1,356%

Source : Les données nous sont fournies par 5 banques canadiennes. Nous recevons ce rapport sur une base hebdomadaire. Toutefois, ces informations ne sont pas publiques.

TAUX DE COMMISSION
MARS 2015

Terme 5 ans	0,350%
Terme 10 ans	0,400%
Terme 30 ans	0,500%

Source : Ce sont des données de marché qui nous sont confirmées par une banque canadienne (standard dans le marché). Les frais de commission présentés sont amortis sur la durée de leur terme respectif.

FRAIS D'ÉMISSION
MARS 2015

Terme 5 ans	0,150%
Terme 10 ans	0,150%
Terme 30 ans	0,150%

Source : Les frais d'émission pour une dette ne sont pas des données de marché. Ce sont des frais réels encourus lors de l'émission d'une dette par GMI. Le 15 p.b. (0,15%) représente les frais réellement encourus lors de l'émission la plus récente au moment du calcul, soit celle de décembre 2014. Les frais d'émission présentés sont amortis sur la durée de leur terme respectif.

- 17. Références :**
- (i) Pièce B-0208, annexe 1, p. 1 à 4;
 - (ii) Pièce B-0168, p. 1, ligne 7, colonne 6;
 - (iii) Pièce B-0168, p. 1, ligne 3, colonne 5.

Préambule :

- (i) L'annexe 1 présente l'évolution des montants qui ont été portés aux différents comptes de frais reportés ainsi que la charge d'amortissement qui en a découlé;
- (ii) Le taux moyen du coût en capital est de 7,15 %;
- (iii) Le taux de la dette à long terme est 6,746 %.

Demandes :

- 17.1 Veuillez fournir, en date du 31 mars 2015, la moyenne 13 soldes et le solde hors base et inclus dans la base de chacun des comptes de frais reportés (CFR) cités en référence (i) et ce, en séparant le montant dans la base et le montant hors base. Veuillez fournir également la période d'amortissement pour chacun des CFR. Veuillez compléter la liste des CFR si la liste de la référence (i) n'est pas exhaustive. Veuillez fournir les données dans un fichier Excel.

Réponse :

Le tableau 1 ci-dessous présente une liste exhaustive et mise à jour des CFR. Les soldes moyens dans la base et hors base reflètent la prévision la plus récente disponible au 31 mars 2015, soit la projection 5/7 de l'exercice 2015.

Tableau 1
Évolution des comptes de frais reportés de l'exercice 2015

	Période d'amort. (année)	Projection 5/7 - 2015		
		Moyenne 13 soldes ('000 \$)		
		Base	Hors-base	Total
Fonds vert-écarts annuels	-	(380)	(2 888)	(3 268)
Fonds vert-écarts revenus	-	(24)	(2 954)	(2 978)
BEIÉ (Anciennement AEÉ)	2	54	(1 983)	(1 930)
Redevances à la Régie	1	(331)	(176)	(506)
(Trop perçu) Manque à gagner-distribution	1	(198)	(22 197)	(22 395)
(Trop perçu) Manque à gagner-transport	1	4 716	53 461	58 176
(Trop perçu) Manque à gagner-équilibre	1	68	(16 633)	(16 564)
Récupération-écart de revenus de distribution	1	5 439	(6 494)	(1 055)
PGEE Dépenses et Subventions	1	329	(1 499)	(1 170)
Incitatif PGEE	1	536	1 112	1 648
Nivellement des intérêts	5	(1 237)	490	(747)
Stabilisation tarifaire- température-distribution	5	31 679	(36 748)	(5 069)
Stabilisation tarifaire- température-équilibre	5	13 227	-	13 227
Programmes commerciaux - 5 ans	5	73	-	73
Programmes commerciaux - 10 ans	10	105 009	516	105 525
Nivellement du gaz perdu	1	2 769	3 985	6 753
Mauvaises créances majeures	1	-	-	-
Gain et perte sur disposition d'actifs	1	9	514	523
Indemnité de départ	3	1 674	384	2 059
Cotisation d'impôts	5	13	-	13
Provision auto-assurance	1	119	1 540	1 659
Frais alloués aux intervenants	1	968	1 640	2 608
Différents projets d'additions d'immobilisations		-	1 512	1 512
Côte-Nord (hors-base)		-	11 558	11 558
CASEP (hors-base)		-	(535)	(535)
CASS (hors-base)		-	(72)	(72)
Vacances à payer	5	4 353	-	4 353
CFR liés au frais d'émission	2-34	5 072	-	5 072
CFR liés au coût de l'énergie ⁽¹⁾				
CFR liés aux écarts de prix	-	4 169	(8 066 \$)	(3 897)
CFR liés aux dévaluations d'inventaire	-	(1 626)	-	(1 626)
CFR liés aux frais fixes d'équilibre	1-2	26 233	-	26 233
Sous-Total - CFR liés au coût de l'énergie		28 776	(8 066)	20 710
Total - CFR assujettis aux simulations de l'impact tarifaire en réponse à la DDR de la Régie # 17.3		202 714	(23 533)	179 181

	Période d'amort. (année)	Projection 5/7 - 2015		
		Moyenne 13 soldes ('000 \$)		
Actifs intangibles (anciennement CFR) ⁽¹⁾				
Développements informatiques	5-10	34 274	1 864	36 138
Brevets	17	28	-	28
Sous-Total - Actifs intangibles		34 302	1 864	36 166
Autres CFR				
CFR liés aux instruments financiers réglementés ⁽²⁾	-	-	5 549	5 549
Total - CFR non assujettis aux simulations de l'impact tarifaire		34 302	7 413	41 715

⁽¹⁾ Le CFR et l'actif intangible liés au SPEDE ne sont pas présentés dans cette liste étant donné l'ordonnance de confidentialité émise par la Régie relative à la stratégie d'achat des droits d'émission, tel que stipulé dans la décision D-2014-146.

⁽²⁾ Les CFR liés aux instruments financiers ne portent pas rendement au coût moyen pondéré du capital.

17.2 Veuillez confirmer que les coûts inclus dans chaque CFR cités en référence (i) et en réponse à la question 2.1, auraient été versés aux revenus requis de l'exercice où ils ont été encourus si la Régie n'en avait pas autorisé la création sinon veuillez expliquer.

Réponse :

Gaz Métro confirme que les coûts (ou revenus) imputés aux CFR présentés au tableau 1 auraient été versés au coût de service de l'exercice durant lequel ils ont été encourus (ou constatés), sauf en ce qui concerne les CFR dont les soldes représentent des actifs intangibles, le CFR lié aux instruments financiers ainsi que les CFR pour les projets d'investissements en immobilisation.

Les comptes de report réglementaires liés aux trop-perçus et aux manques à gagner auraient continué d'être constatés à titre de frais reportés au 30 septembre de chaque exercice financier. En effet, compte tenu du mode de récupération/remboursement aux clients via les tarifs d'un exercice subséquent, l'utilisation de ces CFR aurait été requise. Cependant, le solde des trop-perçus et manques à gagner constaté au rapport annuel aurait été plus volatil si la Régie n'avait pas autorisé la création de certains CFR.

Soulignons que la création des CFR a largement contribué à diminuer les risques reliés à l'estimation et la prévisibilité des résultats à venir aux fins d'établissement des tarifs et donc que ceux-ci assurent un allègement réglementaire bénéfique à toutes les parties, tout en contribuant à éviter les chocs tarifaires pour la clientèle. En effet, les CFR ont été mis en place à la suite du constat que les sommes à inclure au coût de service, au moment de l'établissement des tarifs, étaient difficilement prévisibles et que certains CFR sont hautement volatiles.

17.3 Pour chacun des CFR cités en référence (i), veuillez produire, sous forme de tableau, une simulation de l'impact tarifaire de l'utilisation, pour l'année témoin 2015, d'un taux de rémunération égal à :

- a. au taux moyen du coût du capital, tel que présenté à la référence (ii);
- b. au coût moyen de la dette, tel que présenté à la référence (iii);
- c. au taux d'intérêt moyen des obligations 5 ans du gouvernement du Canada du mois de mars 2015 plus l'écart corporatif moyen, les frais de commissions et d'émissions;
- d. au taux d'intérêt moyen des obligations 3 ans du gouvernement du Canada du mois de mars 2015 plus l'écart corporatif moyen, les frais de commissions et d'émissions;
- e. au taux d'intérêt moyen du papier commercial du mois de mars 2015.

Veuillez fournir les données dans un fichier Excel et compléter la liste des CFR si la liste des CFR de la référence (i) n'est pas exhaustive.

Réponse :

Le tableau 2 ci-dessous présente l'impact tarifaire lié à la variation du taux de rémunération des CFR pour l'exercice 2015. Tel qu'expliqué dans la proposition quant au maintien/abolition de chacun des comptes de frais reportés en distribution ainsi que ceux en transport et équilibrage et approche pour leur rémunération (B-0208, Gaz Métro-21, Document 31, page 4), « deux CFR (développements informatiques et brevets) ont été convertis en actifs intangibles par la décision D-2013-106 de la Régie donc ces derniers ne répondent plus à la définition de CFR ». Gaz Métro, appuyée par l'opinion des auditeurs externes, a déterminé que l'inventaire des droits d'émission du SPEDE, lequel constitue l'essentiel des sommes capitalisées pour ce service, est comptabilisé à titre d'actifs intangibles aux états financiers statutaires. Ainsi, à l'instar des actifs intangibles liés aux développements informatiques et aux brevets, les actifs intangibles liés au SPEDE sont donc exclus de la base de comptes de report réglementaires assujettis à la variation du taux de rémunération dans l'exercice de détermination de l'impact tarifaire présenté ci-dessous au tableau 2

Tableau 2
Impact tarifaire lié à la variation de la rémunération des CFR

		Scénarios (Demande de renseignement de la Régie # 17.3)				
		a	b	c	d	e
		Taux moyen du coût en capital (1)	Coût moyen de la dette	Taux moyen des obligations 5 ans (2)	Taux moyen des obligations 3 ans (2)	Taux moyen du papier commercial (3)
Base de rémunération des CFR						
Taux de rémunération des CFR		7,09%	6,75%	1,65%	1,27%	1,36%
Référence						
Niveau de CFR assujettis au rendement	Tableau 1	179 181	179 181	179 181	179 181	179 181
	Gaz Métro - 20, Doc. 2, p.1, li. 8, col. 6 (B-0299)					
Taux de rendement original sur les CFR		7,09%	7,09%	7,09%	7,09%	7,09%
Taux de rendement ajusté sur les CFR		7,09%	6,75%	1,65%	1,27%	1,36%
Ajustement de taux de rendement sur les CFR		0,00%	-0,34%	-5,44%	-5,82%	-5,73%
	(Ajustement taux x Niveau de CFR)					
Impact de la variation de la rémunération des CFR		-	(611)	(9 740)	(10 428)	(10 271)
Variation du bénéfice d'exploitation, (Baisse tarifaire) (4)		-	(611)	(9 740)	(10 428)	(10 271)

(1) Gaz Métro-20, Document 2, p.1, li. 8, col. 6 — Dépôt révisé (B-0299).

(2) Taux moyen des obligations du gouvernement du Canada du mois de mars 2015 plus l'écart corporatif moyen, les frais de commissions et d'émissions.

(3) Taux moyen du papier commercial du mois de mars 2015.

(4) Les montants d'ajustement tarifaires ne tiennent pas compte de l'effet de l'impôt. Pour les scénarios présumant une rémunération des comptes de frais reportés aux taux moyens des obligations et du papier commercial, la baisse tarifaire afférente à l'effet de l'impôt serait de 3,6 M \$ à 3,8 M \$.

Gaz Métro désire rappeler qu'advenant que la Régie décide d'attribuer des outils de financement spécifiques pour certains actifs ou passifs réglementaires, cela aura directement pour conséquence de changer le taux moyen du coût en capital applicable aux actifs financés par les outils résiduels. En effet, les outils assignés au financement des CFR seront retirés de la structure globale laissant une pondération résiduelle des outils de financement différente, tel que démontré dans la proposition de Gaz Métro au sujet de la rémunération des CFR (B-0208, Gaz Métro-21, Document 31, page 22). Ainsi, advenant que la Régie impose une gestion différenciée de la structure de capital à Gaz Métro, le coût de financement ajusté des actifs exclus de la base de tarification combiné au redressement lié à la rémunération des actifs résiduels de la base de tarification découlant de la variation requise du taux moyen du coût en capital aurait un **impact tarifaire nul**.

Étant donné que Gaz Métro effectue une gestion globale de la structure de financement de ses actifs, il est réitéré que le taux moyen du coût en capital est le taux de rémunération reflétant le plus fidèlement le coût de financement des actifs, lequel est composé à la fois d'équité et de dettes court-terme et long-terme.

17.4 En ce qui attrait au solde du compte de stabilisation tarifaire de distribution relié à la température et au vent, veuillez confirmer si Gaz Métro est d'accord ou non avec l'affirmation que ce CFR devrait normalement tendre vers zéro si les prévisions en question sont justes et non-biaisées. Sinon, veuillez expliquer et justifier.

Réponse :

Gaz Métro reconnaît qu'en théorie, le solde du compte de stabilisation tarifaire de distribution relié à la température et au vent aurait une tendance, sur une très longue période, à tendre vers zéro si le modèle de normalisation était parfait.

Toutefois, indépendamment de la qualité du modèle actuel, qui a été approuvée par la Régie et qui n'est pas remise en question, la tendance vers zéro n'est pas la réalité à court, moyen et long termes.

Cette situation est démontrée dans l'annexe 1 de la pièce B-0208, Gaz Métro-21, Document 31 où le CFR de stabilisation tarifaire de distribution relié à la température et au vent enregistre 9 M\$ d'additions en moyenne par année sur la période de 2005 à 2014. De plus, tels qu'illustrés au tableau ci-dessous, les soldes de ce CFR pour cette même période ont été en moyenne de 32,2 M\$ et ne sont pas descendus sous 12 M\$. Or, l'observation de ces données permet de constater l'absence de réelle tendance vers zéro, ce qui démontre le besoin de financement de ce CFR sur un horizon long terme

Solde CFR	
2005	45,5 M\$
2006	24,6 M\$
2007	12,9 M\$
2008	35,6 M\$
2009	41,7 M\$
2010	48,0 M\$
2011	35,2 M\$
2012	63,3 M\$
2013	41,1 M\$
2014*	37,8 M\$

- 18. Références :** (i) Décision D-2011-182, p. 63, par. 257;
(ii) Pièce B-0208, p. 20 et 21.

Préambule :

(i) « La Régie détermine que Gaz Métro, avec 54 % de dette présumée, a nettement moins de dette dans sa structure de capital présumée que ses comparables, ce qui reflète son risque supérieur à celui d'un distributeur repère. »

(ii) « Rappelons brièvement les principes sur lesquels s'appuie le calcul du taux de financement utilisé actuellement. L'établissement du taux moyen du coût en capital qui est appliqué à la base tarifaire, moyenne 13 soldes, afin d'établir le bénéfice net réglementé servant à établir les tarifs, découle de la structure de capital réelle (somme de la dette et de l'équité pour financer autant les éléments composant la base tarifaire que ceux hors base) et du coût réel de chacun des outils qui la compose... » [nous soulignons]

Conformément à la décision D-90-25 de la Régie, l'établissement du taux moyen du coût en capital se fait à partir de la structure de capital totale réelle en appliquant les poids relatifs présumés retenus par la Régie soit : 54 % de dette, 7,5 % d'actions privilégiées et 38,5 % d'actions ordinaires. [nous soulignons]

...Advenant que la Régie décide d'attribuer des outils de financement spécifiques pour certains actifs ou passifs réglementaires, cela aura directement pour conséquence de changer le taux moyen du coût en capital applicable aux actifs financés par le résiduel des outils.
[nous soulignons]

....Agir autrement aurait pour conséquence de priver le distributeur d'un rendement sur l'équité (poids résiduel de l'équité ordinaire de 38,8 % lorsque l'on attribue des outils spécifiques de financement à certains éléments d'actif versus 38,5 % selon la décision D-90-25) qui aurait, de bonne foi, financé l'ensemble des actifs réglementaires selon la structure prescrite. »

Demandes :

18.1 Dans la décision citée en référence (i), la Régie a déterminé une structure de capital présumée de 54 % de dette de Gaz Métro, 7,5 % d'actions privilégiées et 38,5 % d'actions ordinaires. Veuillez expliquer le lien entre la structure de capital réelle de Gaz Métro et le cadre réglementaire aux fins de fixation des tarifs par la Régie, lequel est basé sur une structure de capital présumée et des taux présumés qui résultent en un coût présumé du capital.

Réponse :

Précisons dès le départ que Gaz Métro, contrairement à d'autres entreprises réglementées, maintient une structure de capital réelle qu'elle présente à la Régie en fin d'année et qui est établie sur une structure équivalente à la structure de capital présumée aux fins de fixation

des tarifs. Gaz Métro n'est donc pas dans une dynamique où elle aurait un quelconque avantage à surévaluer le niveau d'équité nécessaire au financement de ses activités de distribution lors de l'établissement des tarifs, pour ensuite maintenir ce niveau d'équité à un niveau plus bas dans sa structure réelle de façon à tenter d'en tirer profit et augmenter son rendement.

La façon pour un observateur externe de valider que la structure de capital réelle en fin d'année correspond à la structure présumée est d'utiliser les états financiers non consolidés de Gaz Métro qui regroupe l'ensemble des outils de financement utilisés par Gaz Métro pour financer ses propres activités.

Il faut rappeler que contrairement aux états financiers non consolidés, les états financiers consolidés regroupent et considèrent également les outils de financement utilisés par les filiales et coentreprises de Gaz Métro pour financer leurs propres activités et qu'en conséquence, ils ne sont d'aucune utilité pour valider quelle est la structure réelle de financement utilisé par Gaz Métro dans la gestion de ses propres opérations.

À ce stade, Gaz Métro souhaite clarifier davantage certains concepts et certaines notions. Pour faciliter l'exercice, Gaz Métro fera référence à certaines pièces relatives à la Cause tarifaire 2014.

Structure de capital présumée : Lors du dépôt de son dossier tarifaire, Gaz Métro présente sa structure de capital présumée établie d'abord sur une base globale, conformément à la décision D-2000-34 rendue le 29 février 2000 (pages 25 et 26). Cette structure de capital présumée (globale) inclut tous les actifs de Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro), soit les actifs liés à l'activité réglementée de distribution de gaz naturel au Québec (daQ), c'est-à-dire la base de tarification et les éléments hors base, ainsi que les placements dans ses filiales et coentreprises (ANR), tous sur la base d'une moyenne 13 soldes (soldes projetés).

Conformément à cette même décision D-2000-34, Gaz Métro s'assure que la structure de capital présumée (globale) respecte la structure de capital autorisée par la Régie, soit 54 % de dette, 7,5 % d'actions privilégiées et 38,5 % d'avoir des actionnaires ordinaires (le total des deux derniers éléments donnant 46 % d'avoir propre). En d'autres termes, Gaz Métro n'utilise pas plus de levier pour financer ses ANR que ce qui est autorisé pour la daQ.

Cette structure de capital présumée (globale) est ensuite répartie entre la daQ et les ANR, en s'assurant qu'au final la structure de capital présumée de la daQ respecte en tout point la structure de capital autorisée par la Régie, soit 54 % de dette, 7,5 % d'actions privilégiées et 38,5 % d'avoir des actionnaires ordinaires (soit 46 % d'avoir propre). Cette répartition est effectuée selon une mécanique expliquée en détail à la pièce B-0378, Gaz Métro-11, Document 15, du dossier R-3809-2012 (Cause tarifaire 2013).

La pièce B-0113 Gaz Métro-10, Document 2, page 1, du dossier R-3837-2013, (Cause tarifaire 2014), donne le résultat de cet exercice et présente, pour l'exercice 2014, la structure de capital présumée (globale) à la colonne 1, la structure de capital présumée de la daQ à la colonne 3 et celle des ANR à la colonne 2.

Structure de capital réelle : En fin d'année, via son rapport annuel, Gaz Métro présente sa structure de capital réelle, établie de la même façon que la structure de capital présumée, à la seule différence que ce sont des données réelles qu'on y retrouve plutôt que des données projetées. Les données sont aussi présentées sur la base d'une moyenne 13 soldes pour refléter les besoins de financement annuels moyens (R-3916-2014, B-0032, Gaz Métro-7, Document 1, page 1).

Taux moyen du coût en capital présumé (ou coût du capital présumé) : Sur la base de la structure de capital présumée (54 % de dette, 7,5 % d'actions privilégiées et 38,5 % d'actions ordinaires) et des taux d'intérêt/dividende privilégié projetés et du taux de rendement autorisé sur les actions ordinaires, le taux moyen du coût en capital est calculé (colonne 6 à la pièce B-0113, Gaz Métro-10, Document 2, page 1, du dossier R-3837-2013 (Cause tarifaire 2014)), soit 7,18 % pour l'exercice 2014.

Donc, tel qu'illustré à la pièce B-0032, Gaz Métro-7, Document 1, page 1, du dossier R-3916-2014, la structure de capital réelle de la daQ respecte en tout point celle autorisée par la Régie. Il est à noter que les valeurs ci-après présentées sont en milliers de dollars. La dette moyenne de 1 024 986 \$ représente 54,0 % de la structure de capital et le reste de la structure, soit 46 %, représente l'avoir propre.

Au global, la dette moyenne représente 53,5 % de la structure de capital (1 715 598 \$/3 208 606 \$ et l'avoir propre, 46,5 %, soit un ratio d'endettement légèrement inférieur à celui permis.

Quant à la structure de capital ANR, elle présente 52,7 % de dette (690 612 \$/1 310 483 \$) et 47,3 % d'avoir propre (619 871 \$/1 310 483 \$). Les ANR ont donc supporté en moyenne un ratio d'avoir propre plus élevé que requis.

Il est intéressant, à ce point-ci, de faire un parallèle avec les données de la question 19.6 où il est fait référence au ratio réel de la dette par rapport au capital de 68,1 % au 30 septembre 2014, selon les informations extraites du rapport annuel de Valener pour l'exercice 2014 (référence (iii) de la question 19).

Tout d'abord, précisons que le ratio de la dette par rapport au capital de 68,1 %, auquel il est fait référence à la question 19.6, est calculé à partir de données tirées des états financiers **consolidés** de Gaz Métro. La note 2 – Méthodes comptables – Périmètre de consolidation de ces mêmes états financiers (R-3916-2014, B-0017, Gaz Métro-4, Document 4, Rapport annuel 2014 de Valener, page 106) explique bien en quoi consistent des états financiers consolidés. On y lit :

« Les états financiers consolidés de la Société comprennent les comptes de Gaz Métro et de toutes ses filiales. Toutes les transactions et tous les soldes intersociétés ont été éliminés. Les investissements de la Société dans des entreprises sous contrôle conjoint (coentreprises) sont consolidés selon la méthode de la consolidation proportionnelle. La consolidation proportionnelle est une méthode selon laquelle la Société inscrit sa quote-part de chacun des actifs, passifs, revenus et dépenses de la coentreprise, ligne par ligne, dans le poste correspondant de ses états financiers. »

Il n'est donc pas étonnant que le ratio ne soit pas de 54 % puisqu'il s'agit de deux concepts très différents.

Le montant total de dette de 3 167 778 \$ inclut, en plus des dettes de Gaz Métro, celles de ses filiales et sa quote-part des dettes de ses coentreprises. Cette information est très bien détaillée à la note 15 de ces mêmes états financiers (R-3916-2014, B-0017, Gaz Métro-4, Document 4, Rapport annuel 2014 de Valener, pages 125 et 126), où on peut voir toutes les composantes, entité par entité et dette par dette, du total de 3 167 778 \$. On y voit entre autres que, de ce total de 3 167 778 \$, la dette de Gaz Métro représente 1 805 986 \$. Ceci signifie qu'au 30 septembre 2014, Gaz Métro avait 1 805 986 \$ de dette en circulation et que les filiales et coentreprise en avaient 1 361 792 \$, pour un total de 3 167 778 \$. Or, tel qu'explicité aux réponses aux questions 19.4 et 19.5, Gaz Métro ne garantit pas les dettes de ses filiales et de ses coentreprises.

Maintenant, voyons quel est le lien entre ce montant de dette de 1 805 986 \$ en circulation au 30 septembre 2014 et la structure de capital réglementée. Gaz Métro réfère encore une fois à la pièce B-0032 Gaz Métro- 7, Document 1, page 1, du dossier R-3916-2014. À la colonne 1, on y retrouve un montant de dette totale de 1 715 598 \$. Ce montant représente la moyenne des 13 soldes de dette, soit celui au 30 septembre 2013 et ceux à la fin de chacun des 12 mois de l'exercice 2014, dont le montant de 1 805 986 \$ est le solde au 30 septembre 2014.

- 18.2 Dans l'hypothèse où la Régie décide d'exclure dans un premier temps certains CFR de la base de tarification et dans un deuxième temps de prendre certains CFR déjà hors base et de les rémunérer sur la base d'un taux d'intérêt reflétant le coût de financement d'un titre de dette d'échéance appariée à la durée spécifique des CFR, veuillez expliquer pourquoi la Régie devrait attribuer des outils de financement spécifiques tel que cité en référence (ii) alors que le cadre réglementaire fixe une structure de capital présumée ainsi que des taux présumés, ce qui résulte en un coût présumé du capital aux fins de fixation des tarifs par la Régie.

Réponse :

En premier lieu, Gaz Métro tient à préciser qu'elle ne propose pas l'attribution d'outils de financement spécifiques pour les CFR.

Tel que précisé précédemment, Gaz Métro finance ses activités de distribution réglementées selon les mêmes paramètres que ceux considérés aux fins de fixation des tarifs. Ce qui importe donc pour Gaz Métro est qu'elle puisse récupérer les coûts de financement réellement encourus, en conformité avec tous les paramètres autorisés par son régulateur, auprès de sa clientèle à même ses tarifs.

Pour ce faire, deux méthodes peuvent être employées, soit :

- a) l'attribution du taux moyen global du portefeuille de financement à l'ensemble des actifs réglementés, jusqu'ici utilisé et qui a l'avantage d'être simple; ou
- b) l'appariement de chacune des dettes réelles utilisées par Gaz Métro aux différents actifs sous-jacents, qui a le désavantage de complexifier le processus de reddition de comptes sans générer de réel avantage, étant donné qu'ultimement, le même portefeuille global d'outils de financement devra être répartis différemment, mais toujours de façon à permettre à Gaz Métro de récupérer l'ensemble de ses coûts de financement.

Tout mécanisme qui aurait ultimement comme conséquence de dénier ce droit légitime à Gaz Métro serait l'équivalent d'une désallocation de coûts, a priori, sans même avoir conclu que Gaz Métro avait été imprudente et non diligente dans la gestion du financement de ses activités. Ces coûts de financement désalloués a priori auraient comme conséquence d'amputer systématiquement la capacité de Gaz Métro de générer un rendement pour ses actionnaires conforme au taux de rendement établi par son régulateur et qui a pourtant été établi en respect et en conformité avec les standards réglementaires reconnus.

La Régie a elle-même reconnu le droit pour Gaz Métro de générer un rendement qui est fonction de son risque d'affaires plus élevé que la moyenne de l'industrie :

« [235] La Régie considère le risque global de l'entreprise supérieur à celui du distributeur repère, notamment en raison de la composition de sa clientèle et de la concurrence de l'électricité au Québec. Cependant, elle tient compte dans son appréciation de la structure de capital présumée de Gaz Métro, soit 38,5 % d'avoir propre et 7,5 % d'actions privilégiées, qui est supérieures à celle du distributeur repère, ainsi que de la couverture plus étendue de ces mêmes risques par des comptes de frais reportés. »⁴

Soyons clairs en précisant que la situation serait différente si Gaz Métro ne maintenait pas une structure de capital réelle équivalente à celle présumée et autorisée par son régulateur, comme c'est le cas d'ailleurs pour Hydro Québec.

« Il en découle une structure du capital présumée pour le Distributeur, composée d'un avoir propre présumé et d'une dette présumée auxquels correspondent, selon la Régie, un coût présumé de l'avoir propre et un coût présumé de la dette. En principe, le coût de la dette du Distributeur devrait être calculé indépendamment de celui d'Hydro-Québec intégrée, tout comme le coût de l'avoir propre est calculé distinctement. »⁵

De plus, Gaz Métro soutient que la méthode historiquement utilisée demeure selon elle la meilleure façon de procéder, car outre sa simplicité, l'exercice consistant à appairer un portefeuille d'outils de financement à des actifs en particulier demeure hasardeux et somme toute théorique. En effet lorsque Gaz Métro se tourne vers les marchés financiers pour financer ses activités, Gaz Métro contracte de la dette pour ses besoins globaux qui sont aussi nombreux que variés (fonds de roulement, acquisition d'actifs tels que mobilier, programmes

⁴ D-2011-182.

⁵ Décision HQD D-2015-018.

commerciaux, investissements dans le réseau, droits d'émission de GES ou CFR). De même, les investisseurs octroient le financement pour les activités de Gaz Métro au moyen de dette ou d'équité sans égard à la nature spécifique des actifs. C'est le risque d'affaires global des activités de Gaz Métro qui est pris en compte par les investisseurs, et non pas une utilisation spécifique qui sera faite précisément des ressources financières octroyées. Étant donné qu'elle finance globalement tous ses actifs incluant les CFR, Gaz Métro est d'avis qu'une attribution d'outils de financement spécifiques pour les CFR, ou pour tout autre actif de l'activité de distribution gazière au Québec, ne serait pas appropriée.

En effet, lorsque Gaz Métro a besoin de financement, elle ne spécifie pas quels actifs cette dette financera spécifiquement. La section *Utilisation du produit de l'émission* (« Use of proceeds ») du Résumé des termes et conditions (« Term Sheet ») fait mention que les fonds seront utilisés aux fins générales de l'entreprise (« General corporate purposes »), ce qui s'avère satisfaisant pour les prêteurs. Il en est de même pour la circulaire d'information pour notre programme de papier commercial et pour la facilité de crédit qui supporte notre financement à court terme ainsi que pour l'avoir propre, comme indiqué à la réponse à la question 18.3.

Aucun prêteur sur le marché n'accepterait de financer, sur une base individuelle, 100 % de la valeur d'un actif.

L'ensemble du financement, en équité et en dette, permet de répondre aux besoins globaux de Gaz Métro dans son activité de distribution gazière au Québec

- 18.3 Dans l'hypothèse où la Régie décide d'exclure dans un premier temps certains CFR de la base de tarification et dans un deuxième temps de prendre certains CFR déjà hors base et de les rémunérer sur la base d'un taux d'intérêt reflétant le coût de financement d'un titre de dette d'échéance appariée à la durée spécifique des CFR, veuillez expliquer en quoi l'application d'un taux de financement différent de celui du taux de la base de tarification, selon la nature des transactions dans les CFR, produirait un résultat incompatible avec le cadre réglementaire.

Réponse :

Soulignons de prime abord que le marché financier ne fait pas la distinction entre les différentes catégories d'actifs que Gaz Métro doit financer. Que ceux-ci soient inclus ou non dans la base de tarification, qu'ils soient reliés ou non à des comptes de nivellement leur importe peu. Ils prêtent des fonds à Gaz Métro à des taux de financement qui dépendent du risque global d'affaires propre à Gaz Métro qui lui-même est fonction, entre autres, du niveau d'équité réel recherché et maintenu par la société. Dans ce contexte, Gaz Métro croit l'exercice d'appariement de dettes spécifiques par catégories d'actifs quelque peu théorique et fragile.

Lorsque Gaz Métro enregistre un CFR, c'est qu'elle a encouru des coûts qui ne seront récupérés que plus tard par l'entremise des tarifs. Le montant associé à ce CFR a dû au départ être financé par Gaz Métro et on peut facilement affirmer que les prêteurs qui avancent les fonds pour financer ce CFR le font parce qu'il y a de l'avoir propre au bilan de Gaz Métro. Aucun prêteur n'accepte de financer un actif sans qu'il y ait un certain pourcentage d'avoir propre. Ce pourcentage d'avoir propre peut varier selon l'industrie dans laquelle le prêteur œuvre, selon l'actif financé et selon le type de financement, mais, chose certaine, il ne sera jamais de zéro. Les prêteurs n'évaluent pas le risque actif par actif, mais plutôt le risque global de l'entreprise.

Gaz Métro a un programme de financement global. Chaque dette émise ne peut pas être rattachée à un actif en particulier. Il en va de même de l'avoir propre. Lorsqu'une injection de capital est effectuée par les associés de Gaz Métro, Gaz Métro indique au marché que cette injection a pour but de rétablir sa structure de capital. L'injection de capital n'est pas associée au financement d'un actif en particulier.

Cet exercice d'appariement éventuel pourrait produire un résultat compatible avec le cadre réglementaire en autant qu'il ne génère pas une situation où Gaz Métro se voit refuser la possibilité de récupérer ses coûts de financement générés en complète conformité avec les décisions émises par son régulateur. Il ne produira pas un résultat compatible avec le cadre réglementaire s'il a pour effet de systématiser une désallocation de coûts, a priori, sans même avoir conclu que Gaz Métro a été imprudente et non diligente dans la gestion du financement de ses activités.

Prenons un exemple détaillé afin d'illustrer nos propos :

Le fait de caractériser un CFR comme élément hors base ne change en rien la structure de capital que Gaz Métro daQ doit maintenir, en conformité avec les décisions de la Régie de l'énergie.

Structure de capital de Gaz Métro-daQ, avant ajout d'un CFR

Base de tarification	900,0	Dette	486,0	54,0 %
		Actions privilégiées	67,5	7,5 %
		Actions ordinaires	346,5	38,5 %
	<u>900,0</u>		<u>900,0</u>	

Structure globale (avec ajout d'un CFR hors base de 100)

Comme précisé précédemment, aucun actif ne peut se financer uniquement par de la dette. Étant donné que le financement se fait sur la base du risque global de Gaz Métro, le 100 de CFR devrait être financé en appliquant la même structure de capital que pour la base de tarification, donc en émettant de la dette et en levant de l'équité, ce qui résulterait en une structure réelle de :

Base de tarification + CFR	1000,0	Dette	540,0	54,0 %
		Actions privilégiées	75,0	7,5 %
		Actions ordinaires	<u>385,0</u>	38,5 %
	<u>1000,0</u>		<u>1000,0</u>	

Toutefois, si la Régie ne permettait pas l'inclusion dans les tarifs des coûts réels de financement (équité et dette) et qu'elle optait pour l'inclusion d'un coût théorique de financement du nouveau CFR hors base de 100 (100 % dette), le résultat serait une désallocation d'une portion des coûts réels de financement engagés par Gaz Métro qui devrait être supportée par les actionnaires de Gaz Métro, sans raison justifiée.

Cette surcharge qui serait systématiquement assumée par les actionnaires de Gaz Métro aurait comme impact ultime, dans notre exemple précis de faire passer le taux de rendement net généré et espéré pour les actionnaires en début d'année à 8,0 % et ce, malgré que la Régie ait reconnu au terme d'une audience que ceux-ci aient eu droit à un taux de rendement de 8,9 % :

Base de tarification + CFR (Structure présumée aux fins de récupération des coûts)				
	1 000,0	Dette	586,0	58,6 %
		Actions privilégiées	67,5	6,8 %
		Actions ordinaires	<u>346,5</u>	34,6 %
	<u>1000,0</u>		<u>1000,0</u>	

Cette façon de faire modifierait ultimement la relation risque-rendement, a priori, en réduisant le rendement espéré pour l'actionnaire, et ce, même si Gaz Métro n'a nullement été reconnue coupable de négligence dans la gestion de ses activités de financement.

En effet, Gaz Métro se verrait rémunérée sur seulement 346,5 actions ordinaires alors que les actionnaires auraient dû réellement investir 385 actions ordinaires (pour un rendement net espéré sur l'avoir ordinaire qui ne serait plus de 8,9 %, mais bien de 8,0 % sur les 385 actions ordinaires réellement investis (soit $346,5 * 8,9 \% / 385 = 8,0 \%$) et celui sur l'avoir privilégié ne serait plus de 7,5 %, mais bien de 6,75 % (soit $67,5 * 7,5 \% / 75,0$)).

Tel que souligné précédemment, une avenue possible pour la Régie qui permettrait de concilier un meilleur appariement des dettes aux actifs sous-jacents tout en respectant le cadre réglementaire serait d'allouer de la dette à court terme aux CFR hors base et de la dette à long terme à la base de tarification, en prenant soin cependant de permettre globalement à Gaz Métro de récupérer l'ensemble des coûts qu'elle aura encourus.

Par exemple :

Dette totale composée de :	540,0	à un taux d'intérêt de 5,3 %
Dette à court terme	54,0	à un taux d'intérêt de 2,0 %
Dette à long terme	486,0	à un taux d'intérêt de 6,0 %

Le coût du capital serait donc de 7,2 % pour la base de tarification :

Base de tarification	900,0	Dette	486,0	6,0 %
		Actions privilégiées	67,5	7,5 %
		Actions ordinaires	<u>346,5</u>	<u>8,9 %</u>
	<u>900,0</u>		<u>900,0</u>	<u>7,2 %</u>
Alors qu'il serait de 5,0 % pour les CFR hors base :				
CFR	100,0	Dette	54,0	2,0 %
		Actions privilégiées	7,5	7,5 %
		Actions ordinaires	<u>38,5</u>	<u>8,9 %</u>
	<u>100,0</u>		<u>100,0</u>	<u>5,1%</u>
Total	1000,0		1000,0	7,0%

Le coût en capital de l'ensemble des besoins de financement serait alors de 7,0 %, soit le même qui serait applicable à l'ensemble des besoins de financement de l'activité réglementée, s'il n'y avait pas d'appariement de la dette.

Cette approche, bien que moins efficace et efficiente, serait compatible avec le cadre réglementaire car elle n'aurait pas comme conséquence de créer une situation d'interfinancement entre Gaz Métro et la clientèle, où des coûts légitimes de financement des activités de distribution doivent être assumés par les actionnaires sans qu'aucune démonstration n'ait été effectuée que l'entité réglementée ait été négligente dans la gestion de ses activités.

Le droit reconnu des actionnaires de Gaz Métro à une opportunité raisonnable de générer un rendement sur l'avoir réel investi, conformément aux décisions rendues par le régulateur serait ainsi respecté.

18.4 Advenant que la Régie décide de rémunérer un CFR amorti sur 5 ans sur la base d'un taux d'intérêt reflétant le coût de financement d'un titre de dette d'échéance appariée, veuillez présenter les avantages et désavantages respectifs de l'adoption d'un taux d'intérêt à 3 ans, basé sur l'échéance moyenne du compte, et de l'adoption d'un taux d'intérêt à 5 ans, basé sur la période d'amortissement totale du compte. Veuillez commenter.

Réponse :

Gaz Métro reconnaît que la notion d'appariement est une pratique financière reconnue, mais croit que son application n'aurait pour effet que de rendre l'exercice de reddition de comptes plus compliqué et éloigné de la réalité opérationnelle.

En pratique, comme démontré précédemment, chaque dette émise ne peut pas être rattachée à un actif en particulier. Ainsi une gestion différenciée de la dette par actif serait inefficace et inefficente, notamment puisqu'elle requerrait une gestion ponctuelle et spécifique à

chaque actif et aurait comme désavantage d'éliminer les économies d'échelle et d'entraîner des coûts plus élevés que la gestion globale actuelle, lesquels seraient assumés par la clientèle.

De plus, Gaz Métro note que le choix d'un taux d'intérêt reflétant le coût de financement d'un titre de dette d'échéance de trois ou de cinq ans n'aurait pas d'impact sur elle. En effet, puisque les besoins de financement sont gérés globalement, Gaz Métro ne se financerait vraisemblablement pas toujours avec des dettes d'échéance de trois ou de cinq ans pour les montants associés spécifiquement aux CFR.

Soulignons de plus que Gaz Métro possède un CFR relié aux frais financiers (nivellement des intérêts) approuvé par la décision G-296 qui permet de capter l'effet sur les frais financiers de l'écart entre les taux d'intérêt réels constatés en fin d'année et les taux d'intérêt prévus à la cause tarifaire. Ainsi, indépendamment du taux prévu en début d'année, qu'il soit basé sur des dettes d'échéance de trois ou de cinq ans, l'écart par rapport au taux réel de financement serait reflété à travers le CFR de nivellement des intérêts.

- 18.5 Veuillez expliquer si les risques associés au recouvrement d'un CFR sont similaires, par leur nature et leur amplitude, aux risques liés à un investissement dans des actifs ayant une durée de vie estimée de 40 ans?

Réponse :

Gaz Métro confirme que la nature et l'amplitude d'un actif d'une entité réglementée, qu'il s'agisse d'une conduite ou d'un CFR, n'ont aucune incidence sur le niveau de risque puisque le risque d'une telle entité est évalué sur une base globale. Comme précisé à la réponse à la question 19.2, Gaz Métro reconnaît aussi que le taux d'intérêt plus élevé d'un titre à plus longue échéance reflète son niveau de risque plus élevé.

Dans l'hypothèse d'une faillite du distributeur, un créancier viserait à récupérer les sommes dues, indépendamment de la nature de l'actif. Les dettes contractées pour financer des CFR n'auraient pas préséance sur les dettes contractées pour financer des actifs amortis à long terme. Il est même pertinent de se questionner sur la valeur d'un CFR pour un créancier, advenant une faillite, étant donné que contrairement aux actifs tangibles et aux comptes à recevoir, il n'y a aucune valeur à retirer des CFR à l'extérieur de l'environnement réglementé du distributeur.

- 18.6 Veuillez indiquer si Gaz Métro est d'accord avec l'affirmation que les CFR augmentent la protection réglementaire et ont un impact positif significatif sur le profil de risque d'une entreprise de service public. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Pour bien évaluer le risque d'affaires global d'une entreprise de service public, il est essentiel de regarder l'ensemble des actifs à financer pour supporter l'activité de distribution tels que les CFR ainsi que tous les autres actifs (tangibles et intangibles) nécessaires au service offert par Gaz Métro.

Gaz Métro confirme que certains CFR augmentent la protection réglementaire d'une entreprise de service public. Toutefois, il y a de nombreuses autres raisons qui justifient la mise en place de CFR, notamment pour limiter la variabilité des tarifs des clients et pour diminuer le fardeau réglementaire relié à l'établissement de ceux-ci en début d'année.

Ainsi et selon Gaz Métro, il faut différencier les CFR selon leurs objectifs. Ceux qui protègent la clientèle en assurant l'équité intergénérationnelle entre les clients, pour que les coûts des actifs soient récupérés auprès de ceux en bénéficiant (par exemple : SPEDE, PRC et projets d'investissement) et ceux qui protègent à la fois la clientèle et l'actionnaire en limitant les variations tarifaires (par exemple : nivellement de la température, nivellement des intérêts, quote-part des trop-perçus et manques à gagner).

Gaz Métro réitère qu'une attribution spécifique de dettes à des actifs sous-jacents n'est possible que dans des conditions où Gaz Métro ne se voit pas priver de son droit légitime de récupérer les coûts qu'elle encourt en conformité avec les décisions de son régulateurs et qu'il importe donc de faire preuve de prudence dans l'évaluation de modifications possibles aux méthodologies historiquement utilisées. Soulignons que la clientèle devrait tirer un grand réconfort dans le fait que la structure de capital réelle de Gaz Métro soit appariée avec sa structure présumée aux fins d'établissement des tarifs. En soi, cette réalité milite pour le maintien de la simplicité dans le processus de reddition de compte.

- 18.7 En faisant abstraction de l'impact sur le bénéfice d'un distributeur, veuillez préciser si, toutes choses étant égales par ailleurs, un compte d'écarts et de report rémunéré à un taux de 9 % réduit davantage la variabilité des résultats d'une entreprise qu'un compte de report identique, mais rémunéré à un taux de 7 %. Veuillez expliquer.

Réponse :

Non. Le taux de rémunération sur le compte d'écart ne produit aucun effet sur la variabilité des résultats de la compagnie.

Dans un contexte où la structure de capital autorisée est équivalente à la structure réelle maintenue aux livres de l'entité réglementée, comme c'est le cas pour Gaz Métro, il importe de permettre au distributeur diligent de récupérer l'ensemble de ses coûts de financement réellement encourus. Attribuer une dette spécifique de 3 % à un actif spécifique n'aura pas pour effet de brimer les droits du distributeur, si globalement l'ensemble des dettes réellement utilisées par celui-ci est attribué aux différents actifs.

Un problème surviendrait cependant dans une situation où les dettes attribuées aux différents actifs étaient basées sur des exercices théoriques et qu'ultimement celles-ci ne permettraient pas globalement à Gaz Métro de récupérer les coûts qu'elle engendrerait année après année. Comme mentionné précédemment, dans un tel cas, Gaz Métro se verrait de facto et a priori imposer un fardeau équivalent à une désallocation de coûts non justifiable dans un contexte où elle n'aurait pas été reconnue coupable d'une faute dans la gestion de ses activités.

- 18.8 Veuillez justifier pourquoi des CFR (gaz perdu, nivellement de la température et des intérêts, etc.) qui augmentent la protection réglementaire et ont un impact positif significatif sur le profil de risque doivent avoir nécessairement un rendement sur l'avoir propre.

Réponse :

D'abord, de nombreux actifs, autres que les CFR, peuvent avoir un impact significatif, positif ou négatif, sur le profil de risque de Gaz Métro. Par exemple, des améliorations de réseau associées à une nouvelle norme de l'industrie peuvent générer des hausses tarifaires et nuire à la situation concurrentielle du gaz naturel alors qu'un projet de développement du réseau pour raccorder un client très important pourrait générer des baisses tarifaires et ainsi réduire le profil de risque de Gaz Métro.

De plus, tel que précisé aux réponses aux questions 18.1 à 18.7, il est essentiel de considérer l'ensemble des besoins de financement de l'activité de distribution gazière au Québec, pour déterminer le taux d'intérêt approprié. Bien que le capital investi dans certains actifs récupérés à très court terme puisse représenter un risque moindre que le capital investi pour financer des actifs à très long terme, aucun prêteur n'accepterait de financer un actif sans qu'il y ait un certain pourcentage d'avoir propre. Les prêteurs n'évaluent pas le risque actif par actif, mais plutôt le risque global de l'entreprise et il n'est donc pas approprié de rémunérer différemment chaque composante individuelle de la structure de capital.

Pour déterminer le pourcentage de dette et d'avoir propre, ainsi que le taux de rendement autorisé sur l'avoir propre, la Régie doit évaluer l'ensemble du risque d'affaires de Gaz Métro. La Régie regarde donc les risques de court terme, principalement en ce qui a trait à la variabilité de la réalisation du rendement annuel du distributeur. La Régie tient alors compte des CFR comme ceux du « gaz perdu, nivellement de la température et des intérêts » qui réduisent le risque d'affaires de Gaz Métro.

« Cependant, elle tient compte dans son appréciation de la couverture plus étendue de ces mêmes risques par des comptes de frais reportés. »⁶

La Régie tient aussi compte des risques de long terme, soit en ce qui a trait à la récupération du capital. Pour ce faire, la Régie tient compte des différents éléments affectant la capacité

⁶ D-2009-156, paragraphe 281.

des investisseurs à récupérer leur capital sur une longue période, notamment, les risques de marché, réglementaires et d'approvisionnement.

C'est en prenant compte de tous ces éléments que la Régie peut être en mesure de déterminer une structure de capital et un taux de rendement sur l'avoir propre permettant à Gaz Métro de bénéficier d'un taux de rendement raisonnable.

Si la Régie conclut que la part d'avoir propre pour le financement des CFR doit être inférieure à 38,5 % parce qu'ils lui apparaissent moins risqués, il faudrait conclure que le pourcentage d'avoir propre associé aux autres actifs devrait être supérieur à 38,5 % parce que le risque de la base de tarification serait forcément plus élevé une fois les CFR retirés de l'ensemble des besoins de financement. Ce qui importe ultimement, c'est que le niveau global d'équité investi par les actionnaires, afin de financer les activités réglementées conformément aux décisions du régulateur, et ce nonobstant l'utilisation des fonds, soit respecté et puisse être reflété dans les tarifs de la clientèle. Le rendement de l'actionnaire tel qu'autorisé par le régulateur constitue une dépense de financement au même titre que n'importe quelle autre dépense encourue pour desservir la clientèle.

- 19. Références :**
- (i) Rapport annuel 2014 de Valener, p. 115;
 - (ii) Rapport annuel 2014 de Valener, p. 127;
 - (iii) Rapport annuel 2014 de Valener, p. 140;
 - (iv) Rapport annuel 2009 de Gaz Métro, note 22, p. 101.

(i) *Établissements réglementés au Québec*

« Distribution au Québec »

Les activités de Gaz Métro-daQ sont régies par la Loi sur la Régie de l'énergie. Les tarifs des exercices 2013 et 2014 ont été établis en fonction d'une méthode fondée sur le coût de service. La méthode du coût de service permet à Gaz Métro-daQ de fixer ses tarifs chaque année de manière à recouvrer les frais prévus afin de desservir la clientèle et à tirer un rendement de base juste et raisonnable sur l'avoir présumé des associés affectés à cette activité. Gaz Métro-daQ prévoit maintenir l'utilisation de la méthode fondée sur le coût de service jusqu'à l'instauration d'un prochain mécanisme incitatif prévu pour l'exercice 2018.

Le coût moyen pondéré du capital sur la base de tarification doit être fixé en utilisant une structure de capital dite présumée. Dans cette structure, l'avoir présumé des associés est de 46,0 %, dont 38,5 % sont rémunérés comme s'il s'agissait d'actions ordinaires et 7,5 % comme s'il s'agissait d'actions privilégiées.

Le taux de rendement de base autorisé sur l'avoir ordinaire présumé est habituellement établi à partir de l'application d'une formule d'ajustement automatique approuvée par la Régie. Pour les

exercices clos les 30 septembre 2014 et 2013, la régie a accepté de ne pas appliquer la formule d'ajustement automatique et de fixer ce taux à 8,90 %. »

(ii) « *Le 5 février 2013, GMi a conclu une convention d'achat de billets avec des investisseurs, par voie de placement privé. Le 10 avril 2013, les billets de Série « C » et de Série « D », garantis par Gaz Métro, ont été émis pour un montant en capital global de 200 000 000 \$US, soit deux séries de 100 000 000 \$US chacune. Le produit de l'émission a été prêté à gaz Métro, à des conditions similaires à celles des billets garantis, afin d'être utilisé aux fins générales de l'entreprise et de rembourser à leur échéance, le 15 avril 2013, les obligations de première hypothèque de Série « L » d'un montant de 150 000 000 \$US*

Les billets garantis de Série « A » et de Série « B » ont été émis par GMi et sont garantis par Gaz Métro. Le produit de l'émission a simultanément été prêté à Gaz Métro, à des conditions similaires à celles des billets garantis, afin de financer une portion de l'acquisition par NNEEC de la totalité des actions de CVPS. »

(iii)

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Emprunts bancaires	-	\$ 19 700
Échéances courantes de la dette à long terme	27 016	89 886
Dette à long terme, nette des frais de financement	<u>3 140 762</u>	<u>2 692 075</u>
Total de la dette	<u>3 167 778</u>	<u>2 801 661</u>
Avoir des associés	<u>1 482 354</u>	<u>1 444 063</u>
Total du capital investi	<u>4 650 132</u>	<u>\$ 4 245 724</u>
Ratio de la dette par rapport au capital investi	<u>68,1</u>	<u>66,0</u>

(iv)

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Emprunts bancaires	47 722	\$ 54 451
Échéances courantes de la dette à long terme	218 542	152 664
Dette à long terme	<u>1 512 174</u>	<u>1 622 138</u>
Frais reportés reliés au financement	(8 602)	(8 767)
Total de la dette	<u>1 769 836</u>	<u>1 820 486</u>
Avoir des associés	<u>949 552</u>	<u>941 975</u>
Total du capital investi	<u>2 719 388</u>	<u>\$ 2 762 461</u>
Ratio de la dette par rapport au capital investi	<u>65,1</u>	<u>65,9</u>

Demandes :

- 19.1 Veuillez confirmer si Gaz Métro est d'accord avec l'affirmation que le risque est un facteur fondamental pour déterminer le rendement d'un titre de dette ou de capitaux propres. Sinon, veuillez expliquer et justifier.

Réponse :

Gaz Métro confirme.

- 19.2 Veuillez confirmer si Gaz Métro est d'accord avec l'affirmation que l'échéance d'un titre financier influence son niveau de risque, à savoir que plus l'échéance est longue plus le risque est élevé. Sinon, veuillez expliquer et justifier.

Réponse :

Gaz Métro confirme.

- 19.3 Veuillez confirmer si Gaz Métro est d'accord avec l'affirmation que l'appariement entre la durée des actifs à financer et l'échéance des sources de financement constitue une approche reconnue en finance. Sinon, veuillez expliquer et justifier.

Réponse :

Gaz Métro est en accord que globalement, il est approprié d'apparier la durée des actifs à financer et l'échéance des sources de financement, mais précise qu'une gestion différenciée de la dette par actif n'est pas la norme puisqu'il serait inefficace et inefficent de recourir à un financement ponctuel et spécifique à chaque actif et aurait comme désavantage d'éliminer les économies d'échelle et d'entraîner des coûts plus élevés que la gestion globale actuelle.

- 19.4 Veuillez confirmer si le fait de garantir des emprunts de compagnies-sœurs, comme l'exemple cité en référence (ii), peut avoir une conséquence sur l'évaluation du risque du distributeur au Québec (Gaz Métro-daQ). Veuillez expliquer et justifier.

Réponse :

Afin de répondre à cette question, Gaz Métro tient à rappeler les faits suivants.

Lors de la réorganisation corporative de 1991 (approuvée par la Régie dans sa décision D-90-75 rendue le 19 décembre 1990), Gaz Métro inc. (GMi) a transféré à Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro), dont l'appellation était, à l'époque, Société en

commandite Gaz Métropolitain, la quasi-totalité de ses actifs en échange de parts de Gaz Métro et de la prise en charge par Gaz Métro de la quasi-totalité de son passif.

GMI est alors devenue une entité à activités restreintes (« single purpose ») dont la seule activité serait dorénavant d'agir à titre de commandité de Gaz Métro et d'être un véhicule financier.

Lors de ce transfert, GMI avait des obligations de première hypothèque en circulation. Celles-ci n'ont pu être transférées à Gaz Métro puisque, à l'époque, une dette de Gaz Métro ne se serait pas qualifiée comme titre admissible aux fins d'investissements par les institutions financières (notamment les compagnies d'assurance-vie, investisseurs typiques pour ce type de dette). Cette non-qualification empêchait aussi Gaz Métro d'émettre ses propres dettes dans le futur puisqu'elle limitait drastiquement le bassin potentiel d'investisseurs. Gaz Métro a donc établi une structure de financement par laquelle GMI demeurerait l'émetteur de dette et Gaz Métro en devenait le garant, GMI ne pouvant fournir toutes les garanties requises puisqu'elle avait transféré la quasi-totalité de ses actifs à Gaz Métro. Donc, depuis cette date, GMI émet la dette et reprête par la suite le même montant à Gaz Métro aux mêmes termes et conditions. Le résultat final est le même que si Gaz Métro émettait directement de la dette garantie par ses actifs.

Cette façon de faire n'a donc aucune conséquence sur l'évaluation du risque du distributeur au Québec (Gaz Métro-daQ).

- 19.5 Veuillez confirmer si le fait de garantir des emprunts de compagnies-sœurs et filiales, comme l'exemple cité en référence (ii), peut avoir une conséquence sur l'évaluation du coût de financement de la dette de Gaz Métro-daQ. Veuillez expliquer et justifier.

Réponse :

Gaz Métro précise que l'exemple cité en référence (ii) ne fait aucunement mention de garantie d'emprunts de filiales. Il ne fait référence qu'à la garantie expliquée à la réponse à la question 19.4. Tel que mentionné à cette réponse, le résultat final du mode de financement en place est le même que si Gaz Métro émettait directement de la dette garantie par ses actifs. Il n'y a donc aucune conséquence sur l'évaluation du coût de financement de la dette de Gaz Métro-daQ.

Gaz Métro tient à préciser qu'elle ne garantit aucune dette de ses filiales ou coentreprises. Tous les financements des filiales et coentreprises se font sur une base autonome, sans aucun recours à Gaz Métro.

C'est d'ailleurs la raison pour laquelle, comme expliqué précédemment, un observateur externe ne devrait pas avoir recours exclusivement aux états financiers consolidés pour faire l'évaluation de la situation de crédit d'une entreprise. Il est fortement recommandé aussi de

référer aux états financiers non consolidés, qui excluent les dettes des filiales et des coentreprises.

- 19.6 La Régie note que le ratio réel de la dette par rapport au capital est de 68,1 % selon la référence (iii), soit beaucoup plus élevé que le ratio de dette présumée pour Gaz Métro-daQ qui est de 54 %. La Régie note également que ce ratio était de 65,1 % selon la référence (iv) soit une hausse de 300 points de base depuis 5 ans. Veuillez confirmer si cette détérioration du ratio de la dette réelle par rapport au capital investi de Gaz Métro a pu avoir un impact sur le coût de financement de la dette de Gaz Métro-daQ. Veuillez expliquer et justifier.

Réponse :

En premier lieu, Gaz Métro fait référence aux explications fournies à la question 18.1 et réitère que le fait d'inclure les dettes de ses filiales et sa quote-part des dettes de ses coentreprises au bilan consolidé de Gaz Métro ne signifie nullement que Gaz Métro garantit ces dettes.

On comprendra donc que la hausse, entre deux exercices financiers, du montant de dette aux états financiers consolidés ne provient pas nécessairement et exclusivement d'une variation du niveau de dette propre à Gaz Métro-daQ. Elle peut très bien provenir de nouvelles dettes émises par des filiales ou des coentreprises de Gaz Métro.

Quant au ratio de dette par rapport au capital investi, la réponse à la question 18.1 explique très bien le lien entre ce ratio de 68,1 % établi sur la base des états financiers consolidés de Gaz Métro et celui de 54 % conforme à la structure de capital projetée ou réelle de Gaz Métro.

Finalement, en ce qui concerne l'impact du ratio sur le coût de financement de la dette de Gaz Métro-daQ, rappelons que ce coût de financement dépend du risque de crédit de Gaz Métro, lequel est reflété dans sa notation de crédit.

D'une façon générale, pour lui octroyer une notation de crédit, les agences de notation analysent la situation financière d'une entreprise. Ceci inclut entre autres le ratio de la dette sur le capital investi, mais ce n'est pas le seul paramètre financier qu'elles considèrent. Tenter d'isoler l'effet d'un seul élément ne serait pas le reflet de ce qui se passe en réalité.

Ceci étant dit, précisons que les agences de notation accordent une certaine marge manœuvre quant aux paramètres financiers acceptables pour un certain niveau de notation. Dans le cas de Gaz Métro, la firme de notation Standard & Poor's a évoqué ce ratio consolidé dans son rapport du 7 novembre 2014 en disant qu'ils s'attendent à ce que ce ratio demeure en deçà de 70 %. Veuillez voir la page 3 du rapport *RatingsDirect* de Standard & Poor's, déposé en annexe 5.

19.7 Veuillez confirmer si ce ratio réel de 68,1 % peut avoir une conséquence sur le coût de la dette de Gaz Métro-daQ si on le compare à un ratio présumé de 54 %. Veuillez expliquer et justifier.

Réponse :

Tel que mentionné en réponse à la question 19.6, le coût de financement de Gaz Métro est tributaire de sa notation de crédit. Les agences de notation sont très familières avec les concepts de consolidation énoncés en réponse aux questions 18.1 et 19.6. Elles comprennent aussi très bien le lien entre le ratio de dette sur capital investi calculé sur la base des états financiers consolidés et le pourcentage de dette (54 %) dans la structure de capital réglementée.

Gaz Métro peut donc confirmer que ce ratio de 68,1 % n'a aucune conséquence négative sur le coût de sa dette en comparaison au ratio de 54 % de la structure de capital présumée de Gaz Métro-daQ.

PROJET D'EXTENSION DU RÉSEAU – MUNICIPALITÉ DE LA CORNE

- 20. Références :** (i) Pièce B-0383;
(ii) Dossier R-3916-2014, pièce B-0147, p. 11 à 17.

Préambule :

- (i) Gaz Métro dépose, au présent dossier ainsi qu'au rapport annuel 2014, le rapport de suivi relatif au projet d'extension de réseau pour desservir le client Québec Lithium, dans la municipalité de La Corne.
- (ii) Au rapport annuel 2014, les réponses 7, 8 et 9 de Gaz Métro, à la DDR #1 de la Régie, concernent le projet d'extension de la municipalité de La Corne.

Demande :

- 20.1 Le cas échéant, veuillez présenter les récents développements relatifs au projet d'extension de réseau dans la municipalité de La Corne.

Réponse :

Un processus de sollicitation de vente et investissement (sale and investor solicitation process (SISP)) a été approuvé par la Cour supérieure en novembre 2014 dans le cadre des procédures instituées en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers de compagnies* (LACC) conjointement par Québec Lithium inc., QLI Métaux inc. RB Enegy inc. et Sirocco Mining inc. (Requérants). Le SISP avait pour but d'encadrer une vente d'actifs éventuelle à un acheteur qualifié.

Par une requête datée du 15 avril 2015, les Requérants ont demandé de mettre un terme au SISP à la Cour supérieure en raison du fait qu'aucune offre qualifiée n'avait été reçue. Par une ordonnance datée du 17 avril 2015, la Cour mit un terme au SISP. Cette même ordonnance prolongea la période de suspension des procédures au 29 mai 2015 pour les motifs figurant à la requête soit de permettre aux Requérants de « *(i) preserve value, (ii) maintain the status quo and (iii) explore all available options in hopes of avoiding a piecemeal liquidation by continuing its dialogue with the Interim Lender and other key stakeholders.* »

Le 5 mai 2015, le prêteur intérimaire *Hale Capital Partners L.P.*, lequel avait octroyé un prêt aux Requérants au terme de l'ordonnance initiale rendue par la Cour supérieure en octobre 2014, a présenté une requête en nomination de séquestre en vertu de l'article 243 de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* en raison du défaut des Requérants de rembourser le prêt selon les termes convenus. Cette requête a été accueillie par la Cour supérieure le 8 mai 2015. Le séquestre, Duff & Phelps Canada Restructuring inc., a désormais possession de tous les actifs, présents et futurs, des Requérants. Le jugement accueillant la nomination du séquestre prévoit

notamment que ce dernier a tous les pouvoirs nécessaires afin de procéder à la vente ou à la disposition des actifs des Requérants dans le cours normal de leurs affaires.

Considérant ce qui précède, les procédures instituées en vertu de la LACC ont été terminées par la Cour supérieure par une ordonnance datée du 8 mai 2015.

Annexe 1 - Prix de référence à DAWN - Évaluation au rapport annuel
Année 2011-2012

	oct-11 31	nov-11 30	déc-11 31	janv-12 31	févr-12 29	mars-12 31	avr-12 30	mai-12 31	juin-12 30	juil-12 31	août-12 31	sept-12 30	TOTAL 366	
ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN														
1	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	0	0	7 859 736	9 082 092	8 830 500	8 277 000	4 050 000	3 880 000	2 850 000	2 945 000	1 240 000	1 200 000	50 214 328
2	Coûts des achats à Dawn (\$/GJ)	3,702	3,774	3,760	3,325	3,026	2,695	2,493	2,884	2,773	3,145	2,984	3,073	3,079
3	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)	0	0	29 550 027	30 201 367	26 718 228	22 305 737	10 097 895	11 189 450	7 901 850	9 262 552	3 700 098	3 687 180	154 614 384
ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS														
4	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	2 236 186	2 096 570	1 163 031	810 543	743 061	659 147	338 506	415 886	434 826	203 184	185 346	191 557	9 477 843
5	Coûts des achats à Empress (\$/GJ)	3,374	2,769	2,572	2,144	1,898	1,520	1,421	1,906	2,005	2,345	2,221	2,228	2,527
6	Coûts d'achats (\$)	7 543 836	5 804 797	2 991 781	1 737 885	1 410 478	1 001 772	481 119	792 762	871 696	476 487	411 672	426 866	23 951 150
7	Fonctionnalisation au F (NGX Dawn) (\$/GJ)	3,702	3,774	3,514	2,976	2,813	2,420	2,159	2,514	2,515	2,998	2,888	2,893	
8	Coûts fonctionnalisés au F (\$)	8 279 031	7 912 036	4 087 240	2 412 419	2 089 933	1 595 070	730 902	1 045 662	1 093 761	609 125	535 353	554 098	30 944 632
9	Fonctionnalisation au T (solde) (\$/GJ)	-0,329	-1,005	-0,942	-0,832	-0,914	-0,900	-0,738	-0,608	-0,511	-0,653	-0,667	-0,664	
10	Coûts fonctionnalisés au T (\$)	-735 195	-2 107 239	-1 095 459	-674 534	-679 455	-593 298	-249 784	-252 900	-222 066	-132 639	-123 681	-127 232	-6 993 481
COUX TOTAUX DES ACHATS DE FOURNITURE (\$)														
11	(= I.3 + I.6)													178 565 534

TRANSFERTS DE COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ

Transfert du F au É pour saisonnalité des achats totaux

Achats totaux

12	Volume d'achats totaux pour la demande (GJ) (=I.1 + I.4)	2 236 186	2 096 570	9 022 767	9 892 635	9 573 561	8 936 147	4 388 506	4 295 886	3 284 826	3 148 184	1 425 346	1 391 557	59 692 171
13	Coûts d'achats fonctionnalisés au F (\$) (=I.3 + I.8)	8 279 031	7 912 036	33 637 267	32 613 786	28 808 161	23 900 807	10 828 797	12 235 112	8 995 611	9 871 677	4 235 451	4 241 278	185 559 016
14	Coût moyen des achats au F (\$/GJ) (=I.13 / I.12)	3,702	3,774	3,728	3,297	3,009	2,675	2,468	2,848	2,739	3,136	2,972	3,048	3,109
15	Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	2 236 186	2 096 570	9 022 767	9 892 635	9 573 561	8 936 147	4 388 506	4 295 886	3 284 826	3 148 184	1 425 346	1 391 557	59 692 171
16	Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	5 055 894	4 892 801	5 055 894	5 055 894	4 729 708	5 055 894	4 892 801	5 055 894	4 892 801	5 055 894	5 055 894	4 892 801	59 692 171
17	Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	8 279 031	7 912 036	33 637 267	32 613 786	28 808 161	23 900 807	10 828 797	12 235 112	8 995 611	9 871 677	4 235 451	4 241 278	185 559 016
18	Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	18 718 437	18 464 452	18 848 593	16 668 143	14 232 340	13 522 601	12 073 163	14 399 692	13 399 107	15 853 634	15 023 717	14 912 596	186 116 476
19	Portion Équilibrage (\$) (= I.17 - I.18)													-557 460
20	Portion Fourniture (\$) (= - I.19)													557 460

Transfert du T au É pour saisonnalité des achats fonctionnalisés au service de transport

Achats à Empress

21	Volumes d'achats pour la demande (GJ) (=I.4)	2 236 186	2 096 570	1 163 031	810 543	743 061	659 147	338 506	415 886	434 826	203 184	185 346	191 557	9 477 843
22	Coûts d'achats fonctionnalisés au T (\$) Coût moyen des achats au T (\$/GJ) (=I.22 / I.21)	(=I.10) -735 195	-2 107 239	-1 095 459	-674 534	-679 455	-593 298	-249 784	-252 900	-222 066	-132 639	-123 681	-127 232	-6 993 481
23		-0,329	-1,005	-0,942	-0,832	-0,914	-0,900	-0,738	-0,608	-0,511	-0,653	-0,667	-0,664	-0,738
24	Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	2 236 186	2 096 570	1 163 031	810 543	743 061	659 147	338 506	415 886	434 826	203 184	185 346	191 557	9 477 843
25	Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	802 768	776 872	802 768	802 768	750 977	802 768	776 872	802 768	776 872	802 768	802 768	776 872	9 477 843
26	Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	-735 195	-2 107 239	-1 095 459	-674 534	-679 455	-593 298	-249 784	-252 900	-222 066	-132 639	-123 681	-127 232	-6 993 481
27	Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	-263 928	-780 826	-756 127	-668 064	-686 693	-722 572	-573 254	-488 163	-396 749	-524 047	-535 687	-515 999	-6 912 108
28	Portion Équilibrage (\$) (= I.26 - I.27)													-81 374
29	Portion Transport (\$) (= - I.28)													81 374

FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE GAZ NATUREL PAR SERVICE (\$)

30	Fourniture (=I.13+ I.20)													186 116 476
31	Transport (=I.10+ I.29)													-6 912 108
32	Équilibrage (=I.19+ I.28)													-638 834
33	Total													178 565 534

Annexe 1 - Prix de référence à DAWN - Évaluation au rapport annuel
Année 2012-2013

	oct-12 31	nov-12 30	déc-12 31	janv-13 31	févr-13 28	mars-13 31	avr-13 30	mai-13 31	juin-13 30	juil-13 31	août-13 31	sept-13 30	TOTAL 365	
ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN														
1	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	1 120 000	3 850 000	8 742 000	10 121 500	10 136 000	7 998 000	6 245 000	1 530 000	1 285 000	1 970 000	1 715 000	1 945 000	56 657 500
2	Coûts des achats à Dawn (\$/GJ)	3,555	3,845	3,747	3,630	3,649	4,050	4,329	4,343	4,015	4,069	3,865	3,947	3,862
3	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)	3 981 898	14 805 123	32 753 930	36 744 401	36 982 760	32 395 149	27 036 644	6 644 256	5 158 711	8 015 550	6 628 231	7 677 051	218 823 703
ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS														
4	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	677 237	732	389 363	348 692	346 351	330 696	229 857	61 102	91 294	8 631	0	5 248	2 489 203
5	Coûts des achats à Empress (\$/GJ)	2,834	3,219	3,008	2,901	2,957	3,138	3,475	3,392	3,192	2,645	2,266	2,038	3,012
6	Coûts d'achats (\$)	1 919 290	2 356	1 171 165	1 011 486	1 023 987	1 037 790	798 730	207 264	291 429	22 830	0	10 695	7 497 021
7	Fonctionnalisation au F (NGX Dawn) (\$/GJ)	3,348	3,828	3,526	3,391	3,439	3,998	4,402	4,294	4,066	4,065	3,848	3,933	
8	Coûts fonctionnalisés au F (\$)	2 267 525	2 802	1 372 738	1 182 554	1 190 963	1 322 255	1 011 876	262 360	371 192	35 088	0	20 638	9 039 992
9	Fonctionnalisation au T (solde) (\$/GJ)	-0,514	-0,610	-0,518	-0,491	-0,482	-0,860	-0,927	-0,902	-0,874	-1,420	-1,583	-1,895	
10	Coûts fonctionnalisés au T (\$)	-348 235	-446	-201 573	-171 068	-166 976	-284 465	-213 146	-55 096	-79 764	-12 259	0	-9 943	-1 542 971
COUX TOTAUX DES ACHATS DE FOURNITURE (\$)														
11	(= I.3 + I.6)													226 320 724

TRANSFERTS DE COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ

Transfert du F au É pour saisonnalité des achats totaux

Achats totaux

12	Volume d'achats totaux pour la demande (GJ) (=I.1 + I.4)	1 797 237	3 850 732	9 131 363	10 470 192	10 482 351	8 328 696	6 474 857	1 591 102	1 376 294	1 978 631	1 715 000	1 950 248	59 146 703
13	Coûts d'achats fonctionnalisés au F (\$) (=I.3 + I.8)	6 249 423	14 807 925	34 126 669	37 926 955	38 173 722	33 717 404	28 048 521	6 906 616	5 529 903	8 050 638	6 628 231	7 697 689	227 863 695
14	Coût moyen des achats au F (\$/GJ) (=I.13 / I.12)	3,477	3,845	3,737	3,622	3,642	4,048	4,332	4,341	4,018	4,069	3,865	3,947	3,853
15	Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	1 797 237	3 850 732	9 131 363	10 470 192	10 482 351	8 328 696	6 474 857	1 591 102	1 376 294	1 978 631	1 715 000	1 950 248	59 146 703
16	Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	5 023 419	4 861 373	5 023 419	5 023 419	4 537 281	5 023 419	4 861 373	5 023 419	4 861 373	5 023 419	5 023 419	4 861 373	59 146 703
17	Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	6 249 423	14 807 925	34 126 669	37 926 955	38 173 722	33 717 404	28 048 521	6 906 616	5 529 903	8 050 638	6 628 231	7 697 689	227 863 695
18	Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	17 467 627	18 694 328	18 774 036	18 196 703	16 523 480	20 336 513	21 059 047	21 805 530	19 532 833	20 439 247	19 414 797	19 187 988	231 432 129
19	Portion Équilibrage (\$) (= I.17 - I.18)													-3 568 434
20	Portion Fourniture (\$) (= - I.19)													3 568 434

Transfert du T au É pour saisonnalité des achats fonctionnalisés au service de transport

Achats à Empress

21	Volumes d'achats pour la demande (GJ) (=I.4)	677 237	732	389 363	348 692	346 351	330 696	229 857	61 102	91 294	8 631	0	5 248	2 489 203
22	Coûts d'achats fonctionnalisés au T (\$) (=I.10)	-348 235	-446	-201 573	-171 068	-166 976	-284 465	-213 146	-55 096	-79 764	-12 259	0	-9 943	-1 542 971
23	Coût moyen des achats au T (\$/GJ) (=I.22 / I.21)	-0,514	-0,610	-0,518	-0,491	-0,482	-0,860	-0,927	-0,902	-0,874	-1,420	-1,583	-1,895	-0,620
24	Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	677 237	732	389 363	348 692	346 351	330 696	229 857	61 102	91 294	8 631	0	5 248	2 489 203
25	Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	211 412	204 592	211 412	211 412	190 953	211 412	204 592	211 412	204 592	211 412	211 412	204 592	2 489 203
26	Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	-348 235	-446	-201 573	-171 068	-166 976	-284 465	-213 146	-55 096	-79 764	-12 259	0	-9 943	-1 542 971
27	Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	-108 708	-124 714	-109 448	-103 719	-92 058	-181 856	-189 718	-190 630	-178 752	-300 268	-334 580	-387 641	-2 302 092
28	Portion Équilibrage (\$) (= I.26 - I.27)													759 121
29	Portion Transport (\$) (= - I.28)													-759 121

FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE GAZ NATUREL PAR SERVICE (\$)

30	Fourniture (=I.13+ I.20)													231 432 129
31	Transport (=I.10+ I.29)													-2 302 092
32	Équilibrage (=I.19+ I.28)													-2 809 313
33	Total													226 320 724

Annexe 1 - Prix de référence à DAWN - Évaluation au rapport annuel
Année 2013-2014

	oct-13 31	nov-13 30	déc-13 31	janv-14 31	févr-14 28	mars-14 31	avr-14 30	mai-14 31	juin-14 30	juil-14 31	août-14 31	sept-14 30	TOTAL 365
ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN													
1	Volumes d'achats pour la demande (GJ)												
2	3,866	3,839	4,412	4,924	6,943	9,342	5,340	4,936	5,029	4,299	4,129	4,212	5,680
3	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)												
	0	24 282 950	52 561 060	56 994 245	72 780 804	112 234 238	39 270 778	15 522 300	6 009 188	15 410 600	16 773 375	13 856 825	425 696 363
ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS													
4	Volumes d'achats pour la demande (GJ)												
5	2,804	3,222	3,793	4,156	6,568	6,133	4,541	4,800	4,571	4,377	3,793	3,809	3,346
6	Coûts d'achats (\$)												
	9 133 865	2 037 670	1 613 830	2 235 683	1 720 113	155 406	656 137	480	267 299	0	320 931	168 661	18 310 077
7	Fonctionnalisation au F (NGX Dawn) (\$/GJ)												
8	3,866	3,758	4,640	6,750	17,053	13,392	5,120	4,876	4,961	4,309	4,126	4,190	
9	Coûts fonctionnalisés au F (\$)												
	12 592 370	2 376 617	1 974 038	3 631 351	4 466 187	339 364	739 829	488	290 056	0	349 072	185 519	26 944 892
9	Fonctionnalisation au T (solde) (\$/GJ)												
10	-1,062	-0,536	-0,847	-2,594	-10,485	-7,259	-0,579	-0,076	-0,389	0,069	-0,333	-0,381	
11	Coûts fonctionnalisés au T (\$)												
	-3 458 505	-338 948	-360 208	-1 395 668	-2 746 074	-183 958	-83 692	-8	-22 757	0	-28 140	-16 858	-8 634 815
COUX TOTAUX DES ACHATS DE FOURNITURE (\$)													
11	11 (= I.3 + I.6)												444 006 441

TRANSFERTS DE COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ

Transfert du F au É pour saisonnalité des achats totaux

Achats totaux

12	Volume d'achats totaux pour la demande (GJ)												
	(=I.1 + I.4)												
	3 257 209	6 957 365	12 339 476	12 111 954	10 743 945	12 039 391	7 499 055	3 145 100	1 253 472	3 585 000	4 146 607	3 334 282	80 412 856
13	Coûts d'achats fonctionnalisés au F (\$)												
	(=I.3 + I.8)												
	12 592 370	26 659 567	54 535 099	60 625 596	77 246 992	112 573 602	40 010 607	15 522 788	6 299 244	15 410 600	17 122 447	14 042 344	452 641 255
14	Coût moyen des achats au F (\$/GJ)												
	(=I.13 / I.12)												
	3,866	3,832	4,420	5,005	7,190	9,350	5,335	4,936	5,025	4,299	4,129	4,212	5,629
15	Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)												
16	Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)												
	3 257 209	6 957 365	12 339 476	12 111 954	10 743 945	12 039 391	7 499 055	3 145 100	1 253 472	3 585 000	4 146 607	3 334 282	80 412 856
	6 829 585	6 609 276	6 829 585	6 829 585	6 168 657	6 829 585	6 609 276	6 829 585	6 609 276	6 829 585	6 829 585	6 609 276	80 412 856
17	Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)												
18	Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)												
	12 592 370	26 659 567	54 535 099	60 625 596	77 246 992	112 573 602	40 010 607	15 522 788	6 299 244	15 410 600	17 122 447	14 042 344	452 641 255
	26 403 176	25 325 743	30 183 785	34 185 043	44 351 514	63 859 624	35 263 261	33 707 735	33 214 495	29 357 881	28 201 179	27 834 996	411 888 432
19	Portion Équilibrage (\$)												
	(= I.17 - I.18)												
													40 752 823
20	Portion Fourniture (\$)												
	(= - I.19)												
													-40 752 823

Transfert du T au É pour saisonnalité des achats fonctionnalisés au service de transport

Achats à Empress

21	Volumes d'achats pour la demande (GJ)												
	(=I.4)												
	3 257 209	632 365	425 476	537 954	261 905	25 341	144 495	100	58 472	0	84 607	44 282	5 472 206
22	Coûts d'achats fonctionnalisés au T (\$)												
	(=I.10)												
	-3 458 505	-338 948	-360 208	-1 395 668	-2 746 074	-183 958	-83 692	-8	-22 757	0	-28 140	-16 858	-8 634 815
23	Coût moyen des achats au T (\$/GJ)												
	(=I.22 / I.21)												
	-1,062	-0,536	-0,847	-2,594	-10,485	-7,259	-0,579	-0,076	-0,389	0,069	-0,333	-0,381	-1,578
24	Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)												
25	Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)												
	3 257 209	632 365	425 476	537 954	261 905	25 341	144 495	100	58 472	0	84 607	44 282	5 472 206
	464 763	449 770	464 763	464 763	419 786	464 763	449 770	464 763	449 770	464 763	464 763	449 770	5 472 206
26	Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)												
27	Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)												
	-3 458 505	-338 948	-360 208	-1 395 668	-2 746 074	-183 958	-83 692	-8	-22 757	0	-28 140	-16 858	-8 634 815
	-493 485	-241 077	-393 468	-1 205 780	-4 401 453	-3 373 852	-260 507	-35 136	-175 051	31 976	-154 580	-171 228	-10 873 641
28	Portion Équilibrage (\$)												
	(= I.26 - I.27)												
													2 238 826
29	Portion Transport (\$)												
	(= - I.28)												
													-2 238 826

FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE GAZ NATUREL PAR SERVICE (\$)

30	Fourniture (=I.13+ I.20)												411 888 432
31	Transport (=I.10+ I.29)												-10 873 641
32	Équilibrage (=I.19+ I.28)												42 991 649
33	Total												444 006 441

Annexe 2 - Prix de référence à EMPRESS - Evaluation au rapport annuel
Année 2011-2012

	oct-11 31	nov-11 30	déc-11 31	janv-12 31	févr-12 29	mars-12 31	avr-12 30	mai-12 31	juin-12 30	juil-12 31	août-12 31	sept-12 30	TOTAL 366
ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS													
1 Volumes d'achats pour la demande (GJ)	2 236 186	2 096 570	1 163 031	810 543	743 061	659 147	338 506	415 886	434 826	203 184	185 346	191 557	9 477 843
2 Coûts des achats à Empress (\$/GJ)	3,374	2,769	2,572	2,144	1,898	1,520	1,421	1,906	2,005	2,345	2,221	2,228	2,527
3 Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)	7 543 836	5 804 797	2 991 781	1 737 885	1 410 478	1 001 772	481 119	792 762	871 696	476 487	411 672	426 866	23 951 150
ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN													
4 Volumes d'achats pour la demande (GJ)	0	0	7 859 736	9 082 092	8 830 500	8 277 000	4 050 000	3 880 000	2 850 000	2 945 000	1 240 000	1 200 000	50 214 328
5 Coûts des achats à Dawn (\$/GJ)	3,702	3,774	3,760	3,325	3,026	2,695	2,493	2,884	2,773	3,145	2,984	3,073	3,079
6 Coûts d'achats (\$)	0	0	29 550 027	30 201 367	26 718 228	22 305 737	10 097 895	11 189 450	7 901 850	9 262 552	3 700 098	3 687 180	154 614 384
7 Fonctionnalisation au F (Alberta Empress (7)) (\$/GJ)	3,183	2,852	2,826	2,481	1,994	1,772	1,374	1,406	1,972	2,015	2,296	2,172	
8 Coûts fonctionnalisés au F (\$)	0	0	22 207 684	22 529 037	17 611 549	14 662 706	5 564 295	5 453 340	5 619 915	5 934 175	2 846 420	2 606 280	105 035 401
9 Fonctionnalisation au T (solde) (\$/GJ)	0,520	0,922	0,934	0,845	1,031	0,923	1,119	1,478	0,801	1,130	0,688	0,901	
10 Coûts fonctionnalisés au T (\$)	0	0	7 342 343	7 672 329	9 106 679	7 643 031	4 533 600	5 736 110	2 281 935	3 328 377	853 678	1 080 900	49 578 983
COUX TOTAUX DES ACHATS DE FOURNITURE (\$)													
11 (= I.3 + I.6)													178 565 534

TRANSFERTS DE COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ

Transfert du F au É pour saisonnalité des achats totaux

Achats totaux

12 Volume d'achats totaux pour la demande (GJ) (=I.1 + I.4)	2 236 186	2 096 570	9 022 767	9 892 635	9 573 561	8 936 147	4 388 506	4 295 886	3 284 826	3 148 184	1 425 346	1 391 557	59 692 171
13 Coûts d'achats fonctionnalisés au F (\$) (=I.3 + I.8)	7 543 836	5 804 797	25 199 465	24 266 923	19 022 028	15 664 477	6 045 414	6 246 102	6 491 611	6 410 662	3 258 092	3 033 146	128 986 551
14 Coût moyen des achats au F (\$/GJ) (=I.13 / I.12)	3,374	2,769	2,793	2,453	1,987	1,753	1,378	1,454	1,976	2,036	2,286	2,180	2,161
15 Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	2 236 186	2 096 570	9 022 767	9 892 635	9 573 561	8 936 147	4 388 506	4 295 886	3 284 826	3 148 184	1 425 346	1 391 557	59 692 171
16 Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	5 055 894	4 892 801	5 055 894	5 055 894	4 729 708	5 055 894	4 892 801	5 055 894	4 892 801	5 055 894	5 055 894	4 892 801	59 692 171
17 Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	7 543 836	5 804 797	25 199 465	24 266 923	19 022 028	15 664 477	6 045 414	6 246 102	6 491 611	6 410 662	3 258 092	3 033 146	128 986 551
18 Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	17 056 202	13 546 753	14 120 483	12 402 256	9 397 614	8 862 650	6 740 108	7 351 133	9 669 358	10 295 341	11 556 891	10 664 729	131 663 518
19 Portion Équilibrage (\$) (= I.17 - I.18)													-2 676 966
20 Portion Fourniture (\$) (= - I.19)													2 676 966

Transfert du T au É pour saisonnalité des achats fonctionnalisés au service de transport

Achats à Dawn

21 Volumes d'achats pour la demande (GJ) (=I.4)	0	0	7 859 736	9 082 092	8 830 500	8 277 000	4 050 000	3 880 000	2 850 000	2 945 000	1 240 000	1 200 000	50 214 328
22 Coûts d'achats fonctionnalisés au T (\$) Coût moyen des achats au T (\$/GJ) (=I.10)	0	0	7 342 343	7 672 329	9 106 679	7 643 031	4 533 600	5 736 110	2 281 935	3 328 377	853 678	1 080 900	49 578 983
23 (=I.22 / I.21)	0,520	0,922	0,934	0,845	1,031	0,923	1,119	1,478	0,801	1,130	0,688	0,901	0,987
24 Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	0	0	7 859 736	9 082 092	8 830 500	8 277 000	4 050 000	3 880 000	2 850 000	2 945 000	1 240 000	1 200 000	50 214 328
25 Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	4 253 126	4 115 929	4 253 126	4 253 126	3 978 731	4 253 126	4 115 929	4 253 126	4 115 929	4 253 126	4 253 126	4 115 929	50 214 328
26 Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	0	0	7 342 343	7 672 329	9 106 679	7 643 031	4 533 600	5 736 110	2 281 935	3 328 377	853 678	1 080 900	49 578 983
27 Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	2 210 775	3 793 651	3 973 150	3 592 937	4 103 168	3 927 362	4 607 401	6 287 732	3 295 537	4 806 794	2 928 065	3 707 423	47 233 995
28 Portion Équilibrage (\$) (= I.26 - I.27)													2 344 988
29 Portion Transport (\$) (= - I.28)													-2 344 988

FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE GAZ NATUREL PAR SERVICE (\$)

30 Fourniture (=I.13+ I.20)	131 663 518
31 Transport (=I.10+ I.29)	47 233 995
32 Équilibrage (=I.19+ I.28)	-331 978
33 Total	178 565 534

Annexe 2 - Prix de référence à EMPRESS - Évaluation au rapport annuel
Année 2012-2013

	oct-12 31	nov-12 30	déc-12 31	janv-13 31	févr-13 28	mars-13 31	avr-13 30	mai-13 31	juin-13 30	juil-13 31	août-13 31	sept-13 30	TOTAL 365
ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS													
1 Volumes d'achats pour la demande (GJ)	677 237	732	389 363	348 692	346 351	330 696	229 857	61 102	91 294	8 631	0	5 248	2 489 203
2 Coûts des achats à Empress (\$/GJ)	2,834	3,219	3,008	2,901	2,957	3,138	3,475	3,392	3,192	2,645	2,266	2,038	3,012
3 Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)	1 919 290	2 356	1 171 165	1 011 486	1 023 987	1 037 790	798 730	207 264	291 429	22 830	0	10 695	7 497 021
ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN													
4 Volumes d'achats pour la demande (GJ)	1 120 000	3 850 000	8 742 000	10 121 500	10 136 000	7 998 000	6 245 000	1 530 000	1 285 000	1 970 000	1 715 000	1 945 000	56 657 500
5 Coûts des achats à Dawn (\$/GJ)	3,555	3,845	3,747	3,630	3,649	4,050	4,329	4,343	4,015	4,069	3,865	3,947	3,862
6 Coûts d'achats (\$)	3 981 898	14 805 123	32 753 930	36 744 401	36 982 760	32 395 149	27 036 644	6 644 256	5 158 711	8 015 550	6 628 231	7 677 051	218 823 703
7 Fonctionnalisation au F (Alberta Empress (7)) (\$/GJ)	2,458	2,936	3,146	2,827	2,833	2,852	3,130	3,394	3,360	2,968	2,512	2,261	
8 Coûts fonctionnalisés au F (\$)	2 752 736	11 304 370	27 504 080	28 609 432	28 711 234	22 811 896	19 548 724	5 192 361	4 317 857	5 847 354	4 307 566	4 398 034	165 305 643
9 Fonctionnalisation au T (solde) (\$/GJ)	1,097	0,909	0,601	0,804	0,816	1,198	1,199	0,949	0,654	1,101	1,353	1,686	
10 Coûts fonctionnalisés au T (\$)	1 229 162	3 500 753	5 249 850	8 134 969	8 271 526	9 583 253	7 487 921	1 451 895	840 854	2 168 196	2 320 665	3 279 017	53 518 060
COUX TOTAUX DES ACHATS DE FOURNITURE (\$)													
11 (= I.3 + I.6)													226 320 724

TRANSFERTS DE COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ

Transfert du F au É pour saisonnalité des achats totaux

Achats totaux

12 Volume d'achats totaux pour la demande (GJ) (=I.1 + I.4)	1 797 237	3 850 732	9 131 363	10 470 192	10 482 351	8 328 696	6 474 857	1 591 102	1 376 294	1 978 631	1 715 000	1 950 248	59 146 703
13 Coûts d'achats fonctionnalisés au F (\$) (=I.3 + I.8)	4 672 026	11 306 726	28 675 245	29 620 918	29 735 220	23 849 686	20 347 454	5 399 625	4 609 286	5 870 184	4 307 566	4 408 729	172 802 663
14 Coût moyen des achats au F (\$/GJ) (=I.13 / I.12)	2,600	2,936	3,140	2,829	2,837	2,864	3,143	3,394	3,349	2,967	2,512	2,261	2,922
15 Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	1 797 237	3 850 732	9 131 363	10 470 192	10 482 351	8 328 696	6 474 857	1 591 102	1 376 294	1 978 631	1 715 000	1 950 248	59 146 703
16 Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	5 023 419	4 861 373	5 023 419	5 023 419	4 537 281	5 023 419	4 861 373	5 023 419	4 861 373	5 023 419	5 023 419	4 861 373	59 146 703
17 Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	4 672 026	11 306 726	28 675 245	29 620 918	29 735 220	23 849 686	20 347 454	5 399 625	4 609 286	5 870 184	4 307 566	4 408 729	172 802 663
18 Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	13 058 679	14 274 224	15 775 056	14 211 608	12 870 878	14 384 840	15 277 026	17 047 667	16 281 010	14 903 431	12 617 321	10 989 615	171 691 354
19 Portion Équilibrage (\$) (= I.17 - I.18)													1 111 309
20 Portion Fourniture (\$) (= - I.19)													-1 111 309

Transfert du T au É pour saisonnalité des achats fonctionnalisés au service de transport

Achats à Dawn

21 Volumes d'achats pour la demande (GJ) (=I.4)	1 120 000	3 850 000	8 742 000	10 121 500	10 136 000	7 998 000	6 245 000	1 530 000	1 285 000	1 970 000	1 715 000	1 945 000	56 657 500
22 Coûts d'achats fonctionnalisés au T (\$) (=I.10)	1 229 162	3 500 753	5 249 850	8 134 969	8 271 526	9 583 253	7 487 921	1 451 895	840 854	2 168 196	2 320 665	3 279 017	53 518 060
23 Coût moyen des achats au T (\$/GJ) (=I.22 / I.21)	1,097	0,909	0,601	0,804	0,816	1,198	1,199	0,949	0,654	1,101	1,353	1,686	0,945
24 Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	1 120 000	3 850 000	8 742 000	10 121 500	10 136 000	7 998 000	6 245 000	1 530 000	1 285 000	1 970 000	1 715 000	1 945 000	56 657 500
25 Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	4 812 007	4 656 781	4 812 007	4 812 007	4 346 329	4 812 007	4 656 781	4 812 007	4 656 781	4 812 007	4 812 007	4 656 781	56 657 500
26 Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	1 229 162	3 500 753	5 249 850	8 134 969	8 271 526	9 583 253	7 487 921	1 451 895	840 854	2 168 196	2 320 665	3 279 017	53 518 060
27 Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	5 281 013	4 234 348	2 889 764	3 867 562	3 546 840	5 765 776	5 583 604	4 566 359	3 047 215	5 296 129	6 511 403	7 850 726	58 440 739
28 Portion Équilibrage (\$) (= I.26 - I.27)													-4 922 679
29 Portion Transport (\$) (= - I.28)													4 922 679

FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE GAZ NATUREL PAR SERVICE (\$)

30 Fourniture (=I.13+ I.20)													171 691 354
31 Transport (=I.10+ I.29)													58 440 739
32 Équilibrage (=I.19+ I.28)													-3 811 370
33 Total													226 320 724

Annexe 2 - Prix de référence à EMPRESS - Évaluation au rapport annuel
Année 2013-2014

	oct-13 31	nov-13 30	déc-13 31	janv-14 31	févr-14 28	mars-14 31	avr-14 30	mai-14 31	juin-14 30	juil-14 31	août-14 31	sept-14 30	TOTAL 365
ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS													
1 Volumes d'achats pour la demande (GJ)	3 257 209	632 365	425 476	537 954	261 905	25 341	144 495	100	58 472	0	84 607	44 282	5 472 206
2 Coûts des achats à Empress (\$/GJ)	2,804	3,222	3,793	4,156	6,568	6,133	4,541	4,800	4,571	4,377	3,793	3,809	3,346
3 Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)	9 133 865	2 037 670	1 613 830	2 235 683	1 720 113	155 406	656 137	480	267 299	0	320 931	168 661	18 310 077
ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN													
4 Volumes d'achats pour la demande (GJ)	0	6 325 000	11 914 000	11 574 000	10 482 040	12 014 050	7 354 560	3 145 000	1 195 000	3 585 000	4 062 000	3 290 000	74 940 650
5 Coûts des achats à Dawn (\$/GJ)	3,866	3,839	4,412	4,924	6,943	9,342	5,340	4,936	5,029	4,299	4,129	4,212	5,680
6 Coûts d'achats (\$)	0	24 282 950	52 561 060	56 994 245	72 780 804	112 234 238	39 270 778	15 522 300	6 009 188	15 410 600	16 773 375	13 856 825	425 696 363
7 Fonctionnalisation au F (Alberta Empress (7)) (\$/GJ)	2,383	3,220	3,268	3,805	4,918	5,808	4,918	4,574	4,428	4,377	3,744	3,806	
8 Coûts fonctionnalisés au F (\$)	0	20 367 765	38 939 718	44 039 070	51 550 673	69 777 602	36 169 726	14 385 859	5 291 580	15 692 979	15 206 909	12 522 069	323 943 950
9 Fonctionnalisation au T (solde) (\$/GJ)	1,484	0,619	1,143	1,119	2,025	3,534	0,422	0,361	0,601	-0,079	0,386	0,406	
10 Coûts fonctionnalisés au T (\$)	0	3 915 185	13 621 343	12 955 175	21 230 132	42 456 635	3 101 052	1 136 441	717 608	-282 379	1 566 466	1 334 756	101 752 414
COUX TOTAUX DES ACHATS DE FOURNITURE (\$)													
11 (= I.3 + I.6)													444 006 441

TRANSFERTS DE COÛTS POUR LA SAISONNALITÉ

Transfert du F au É pour saisonnalité des achats totaux

Achats totaux

12 Volume d'achats totaux pour la demande (GJ) (=I.1 + I.4)	3 257 209	6 957 365	12 339 476	12 111 954	10 743 945	12 039 391	7 499 055	3 145 100	1 253 472	3 585 000	4 146 607	3 334 282	80 412 856
13 Coûts d'achats fonctionnalisés au F (\$) (=I.3 + I.8)	9 133 865	22 405 435	40 553 548	46 274 753	53 270 786	69 933 009	36 825 863	14 386 339	5 558 878	15 692 979	15 527 841	12 690 730	342 254 027
14 Coût moyen des achats au F (\$/GJ) (=I.13 / I.12)	2,804	3,220	3,286	3,821	4,958	5,809	4,911	4,574	4,435	4,377	3,745	3,806	4,256
15 Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	3 257 209	6 957 365	12 339 476	12 111 954	10 743 945	12 039 391	7 499 055	3 145 100	1 253 472	3 585 000	4 146 607	3 334 282	80 412 856
16 Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	6 829 585	6 609 276	6 829 585	6 829 585	6 168 657	6 829 585	6 609 276	6 829 585	6 609 276	6 829 585	6 829 585	6 609 276	80 412 856
17 Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	9 133 865	22 405 435	40 553 548	46 274 753	53 270 786	69 933 009	36 825 863	14 386 339	5 558 878	15 692 979	15 527 841	12 690 730	342 254 027
18 Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	19 151 522	21 284 452	22 445 354	26 093 012	30 585 528	39 670 896	32 456 395	31 239 937	29 310 715	29 895 826	25 574 815	25 155 802	332 864 253
19 Portion Équilibrage (\$) (= I.17 - I.18)													9 389 774
20 Portion Fourniture (\$) (= - I.19)													-9 389 774

Transfert du T au É pour saisonnalité des achats fonctionnalisés au service de transport

Achats à Dawn

21 Volumes d'achats pour la demande (GJ) (=I.4)	0	6 325 000	11 914 000	11 574 000	10 482 040	12 014 050	7 354 560	3 145 000	1 195 000	3 585 000	4 062 000	3 290 000	74 940 650
22 Coûts d'achats fonctionnalisés au T (\$) (=I.10)	0	3 915 185	13 621 343	12 955 175	21 230 132	42 456 635	3 101 052	1 136 441	717 608	-282 379	1 566 466	1 334 756	101 752 414
23 Coût moyen des achats au T (\$/GJ) (=I.22 / I.21)	1,484	0,619	1,143	1,119	2,025	3,534	0,422	0,361	0,601	-0,079	0,386	0,406	1,358
24 Volumes selon profil d'achats mensuels (GJ)	0	6 325 000	11 914 000	11 574 000	10 482 040	12 014 050	7 354 560	3 145 000	1 195 000	3 585 000	4 062 000	3 290 000	74 940 650
25 Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ)	6 364 822	6 159 505	6 364 822	6 364 822	5 748 872	6 364 822	6 159 505	6 364 822	6 159 505	6 364 822	6 364 822	6 159 505	74 940 650
26 Coûts selon profil d'achats mensuels (\$)	0	3 915 185	13 621 343	12 955 175	21 230 132	42 456 635	3 101 052	1 136 441	717 608	-282 379	1 566 466	1 334 756	101 752 414
27 Coûts selon profil d'achats uniformes (\$)	9 442 214	3 812 744	7 276 937	7 124 364	11 643 659	22 492 743	2 597 157	2 299 919	3 698 837	-501 337	2 454 524	2 498 917	74 840 678
28 Portion Équilibrage (\$) (= I.26 - I.27)													26 911 736
29 Portion Transport (\$) (= - I.28)													-26 911 736

FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE GAZ NATUREL PAR SERVICE (\$)

30 Fourniture (=I.13+ I.20)													332 864 253
31 Transport (=I.10+ I.29)													74 840 678
32 Équilibrage (=I.19+ I.28)													36 301 509
33 Total													444 006 441

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

Annexe 3 - Prix de référence à DAWN - Cause tarifaire
Année 2011-2012

	oct-11 31	nov-11 30	déc-11 31	janv-12 31	févr-12 29	mars-12 31	avr-12 30	mai-12 31	juin-12 30	juil-12 31	août-12 31	sept-12 30	TOTAL 366	
ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN														
1	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	960 000	3 952 733	8 215 000	9 532 500	8 917 500	8 370 000	6 279 526	4 712 000	4 560 000	4 712 000	3 007 000	2 910 000	66 128 260
2	Coûts projetés des achats à Dawn (\$/GJ)	4,30	4,83	4,82	4,83	4,83	4,83	4,76	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,79
3	Coûts d'achats (\$)	4 128 000	19 086 952	39 618 000	46 051 198	43 080 153	40 427 875	29 891 974	22 392 540	21 670 200	22 392 540	14 289 140	13 828 200	316 856 771
4	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)													316 856 771
ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS														
5	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	2 437 825	999 927	813 544	679 299	802 395	553 630	937 876	1 079 489	1 234 119	1 042 555	926 181	786 328	12 293 168
6	Prix "Futures" projetés à Empress (\$/GJ)	3,250	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,780	3,780	3,780	3,780	3,780	3,780	3,68
7	Coûts d'achats (\$)	7 922 931	3 799 723	3 091 466	2 581 335	3 049 102	2 103 792	3 545 170	4 080 470	4 664 971	3 940 859	3 500 965	2 972 321	45 253 105
FONCTIONNALISATION PAR SERVICE														
8	Portion Fourniture à Dawn													
9	Prix "Futures" projetés à Dawn (\$/GJ)	4,30	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70	4,70	
10	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)	10 480 209	4 790 650	3 897 688	3 254 520	3 844 276	2 652 439	4 409 891	5 075 760	5 802 829	4 902 095	4 354 904	3 697 316	57 162 577
11	Coûts fonctionnalisés au T (\$) (solde)	-2 557 278	-990 928	-806 222	-673 185	-795 174	-548 647	-864 721	-995 289	-1 137 858	-961 236	-853 939	-724 995	-11 909 472
FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE FOURNITURE PAR SERVICE À LA CAUSE TARIFAIRE (\$)														
12	Fourniture (I.4+ I.8)													374 019 348
13	Transport (I.9)													-11 909 472
14	Équilibrage													0
15	Total													<u>362 109 876</u>

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

Annexe 3 - Prix de référence à DAWN - Cause tarifaire
Année 2012-2013

	oct-12 31	nov-12 30	déc-12 31	janv-13 31	févr-13 28	mars-13 31	avr-13 30	mai-13 31	juin-13 30	juil-13 31	août-13 31	sept-13 30	TOTAL 365	
ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN														
1	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	1 829 000	3 105 319	8 742 000	10 121 500	10 136 000	8 103 600	6 192 581	4 340 000	4 200 000	4 340 000	2 666 000	2 670 466	66 446 466
2	Coûts projetés des achats à Dawn (\$/GJ)	3,86	3,76	3,77	3,77	3,76	3,79	3,72	3,73	3,73	3,72	3,72	3,72	
3	Coûts d'achats (\$)	7 059 940	11 660 707	32 918 280	38 181 654	38 104 815	30 730 031	23 029 681	16 178 280	15 656 400	16 178 280	9 917 520	9 934 132	249 549 720
4	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)													249 549 720
ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS														
5	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	636 551	1 237 542	1 327 361	1 259 331	941 966	1 122 186	548 409	585 602	625 639	566 357	524 032	319 644	9 694 620
6	Prix "Futures" projetés à Empress (\$/GJ)	2,780	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,780	2,780	2,780	2,780	2,780	2,780	2,79
7	Coûts d'achats (\$)	1 769 612	3 452 742	3 703 337	3 513 534	2 628 086	3 130 899	1 524 576	1 627 975	1 739 275	1 574 473	1 456 808	888 611	27 009 927
FONCTIONNALISATION PAR SERVICE														
8	Portion Fourniture à Dawn													
9	Prix "Futures" projetés à Dawn (\$/GJ)	3,03	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	3,77	
10	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)	1 930 405	4 497 846	4 824 293	4 577 039	3 423 577	4 078 585	2 067 775	2 208 014	2 358 970	2 135 450	1 975 861	1 205 219	35 283 033
11	Coûts fonctionnalisés au T (\$) (solde)	-160 793	-1 045 104	-1 120 956	-1 063 505	-795 491	-947 686	-543 199	-580 039	-619 695	-560 977	-519 053	-316 608	-8 273 106
FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE FOURNITURE PAR SERVICE À LA CAUSE TARIFAIRE (\$)														
12	Fourniture (I.4+ I.8)													284 832 753
13	Transport (I.9)													-8 273 106
14	Équilibrage													0
15	Total													276 559 647

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

Annexe 3 - Prix de référence à DAWN - Cause tarifaire
Année 2013-2014

	oct-13 31	nov-13 30	déc-13 31	janv-14 31	févr-14 28	mars-14 31	avr-14 30	mai-14 31	juin-14 30	juil-14 31	août-14 31	sept-14 30	TOTAL 365	
ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN														
1	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	0	4 872 709	9 579 000	11 563 000	10 444 000	9 529 960	4 972 967	3 115 118	2 640 000	2 728 000	1 984 000	1 955 129	63 383 884
2	Coûts projetés des achats à Dawn (\$/GJ)	3,58	4,00	4,09	4,07	4,07	4,07	4,05	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	
3	Coûts d'achats (\$)	0	19 492 754	39 131 200	47 073 660	42 518 145	38 796 517	20 121 928	12 429 254	10 532 280	10 883 356	7 916 954	7 801 748	256 697 797
4	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)													256 697 797
ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS														
5	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	3 184 157	1 448 831	1 369 008	1 354 906	902 759	1 126 418	421 651	343 960	350 434	155 257	94 922	20 650	10 772 955
6	Prix "Futures" projetés à Empress (\$/GJ)	2,830	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,20
7	Coûts d'achats (\$)	9 011 165	4 868 071	4 599 867	4 552 485	3 033 270	3 784 765	1 420 966	1 159 146	1 180 963	523 216	319 888	69 592	34 523 393
FONCTIONNALISATION PAR SERVICE														
8	Portion Fourniture à Dawn													
9	Prix "Futures" projetés à Dawn (\$/GJ)	3,58	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	4,03	
10	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)	11 394 428	5 785 180	5 466 448	5 410 140	3 604 715	4 497 787	1 701 339	1 387 859	1 413 981	626 452	383 006	83 323	41 754 658
11	Coûts fonctionnalisés au T (\$) (solde)	-2 383 262	-917 109	-866 581	-857 655	-571 446	-713 022	-280 373	-228 713	-233 018	-103 237	-63 118	-13 731	-7 231 264
FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE FOURNITURE PAR SERVICE À LA CAUSE TARIFAIRE (\$)														
12	Fourniture (I.4+ I.8)													298 452 454
13	Transport (I.9)													-7 231 264
14	Équilibrage													0
15	Total													291 221 190

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

Annexe 3 - Prix de référence à EMPRESS - Cause tarifaire
Année 2011-2012

	oct-12 31	nov-12 30	déc-12 31	janv-13 31	févr-13 28	mars-13 31	avr-13 30	mai-13 31	juin-13 30	juil-13 31	août-13 31	sept-13 30	TOTAL 365	
ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS														
1	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	2 437 825	999 927	813 544	679 299	802 395	553 630	937 876	1 079 489	1 234 119	1 042 555	926 181	786 328	12 293 168
2	Prix "Futures" projetés à Empress (\$/GJ)	3,250	3,800	3,800	3,800	3,800	3,800	3,780	3,780	3,780	3,780	3,780	3,780	3,68
3	Coûts d'achats (\$)	7 922 931	3 799 723	3 091 466	2 581 335	3 049 102	2 103 792	3 545 170	4 080 470	4 664 971	3 940 859	3 500 965	2 972 321	45 253 105
4	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)													45 253 105
ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN														
5	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	960 000	3 952 733	8 215 000	9 532 500	8 917 500	8 370 000	6 279 526	4 712 000	4 560 000	4 712 000	3 007 000	2 910 000	66 128 260
6	Coûts projetés des achats à Dawn (\$/GJ)	4,30	4,83	4,82	4,83	4,83	4,83	4,76	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,79
7	Coûts d'achats (\$)	4 128 000	19 086 952	39 618 000	46 051 198	43 080 153	40 427 875	29 891 974	22 392 540	21 670 200	22 392 540	14 289 140	13 828 200	316 856 771
FONCTIONNALISATION PAR SERVICE														
8	Portion Fourniture à Empress													
9	Prix "Futures" projetés à Empress (\$/GJ)	3,25	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	
10	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)	3 120 000	15 020 387	31 217 000	36 223 500	33 886 500	31 806 000	23 736 610	17 811 360	17 236 800	17 811 360	11 366 460	10 999 800	250 235 777
11	Coûts fonctionnalisés au T (\$) (solde)	1 008 000	4 066 565	8 401 000	9 827 698	9 193 653	8 621 875	6 155 364	4 581 180	4 433 400	4 581 180	2 922 680	2 828 400	66 620 993
FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE FOURNITURE PAR SERVICE À LA CAUSE TARIFAIRE (\$)														
12	Fourniture (I.4+ I.8)													295 488 882
13	Transport (I.9)													66 620 993
14	Équilibrage													0
15	Total													362 109 876

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

Annexe 3 - Prix de référence à EMPRESS - Cause tarifaire
Année 2012-2013

	oct-12 31	nov-12 30	déc-12 31	janv-13 31	févr-13 28	mars-13 31	avr-13 30	mai-13 31	juin-13 30	juil-13 31	août-13 31	sept-13 30	TOTAL 365	
ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS														
1	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	636 551	1 237 542	1 327 361	1 259 331	941 966	1 122 186	548 409	585 602	625 639	566 357	524 032	319 644	9 694 620
2	Prix "Futures" projetés à Empress (\$/GJ)	2,780	2,790	2,790	2,790	2,790	2,790	2,780	2,780	2,780	2,780	2,780	2,780	
3	Coûts d'achats (\$)	1 769 612	3 452 742	3 703 337	3 513 534	2 628 086	3 130 899	1 524 576	1 627 975	1 739 275	1 574 473	1 456 808	888 611	27 009 927
4	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)													27 009 927
ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN														
5	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	1 829 000	3 105 319	8 742 000	10 121 500	10 136 000	8 103 600	6 192 581	4 340 000	4 200 000	4 340 000	2 666 000	2 670 466	66 446 466
6	Coûts projetés des achats à Dawn (\$/GJ)	3,86	3,76	3,77	3,77	3,76	3,79	3,72	3,73	3,73	3,73	3,72	3,72	3,76
7	Coûts d'achats (\$)	7 059 940	11 660 707	32 918 280	38 181 654	38 104 815	30 730 031	23 029 681	16 178 280	15 656 400	16 178 280	9 917 520	9 934 132	249 549 720
FONCTIONNALISATION PAR SERVICE														
8	Portion Fourniture à Empress													
9	Prix "Futures" projetés à Empress (\$/GJ)	2,78	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	2,78	
10	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)	5 084 620	8 663 841	24 390 180	28 238 985	28 279 440	22 609 043	17 215 376	12 065 200	11 676 000	12 065 200	7 411 480	7 423 894	185 123 258
11	Coûts fonctionnalisés au T (\$) (solde)	1 975 320	2 996 866	8 528 100	9 942 669	9 825 375	8 120 989	5 814 305	4 113 080	3 980 400	4 113 080	2 506 040	2 510 238	64 426 461
FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE FOURNITURE PAR SERVICE À LA CAUSE TARIFAIRE (\$)														
12	Fourniture (I.4+ I.8)													212 133 186
13	Transport (I.9)													64 426 461
14	Équilibrage													0
15	Total													276 559 647

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

Annexe 3 - Prix de référence à EMPRESS - Cause tarifaire
Année 2013-2014

	oct-12 31	nov-12 30	déc-12 31	janv-13 31	févr-13 28	mars-13 31	avr-13 30	mai-13 31	juin-13 30	juil-13 31	août-13 31	sept-13 30	TOTAL 365	
ACHATS DE GAZ NATUREL À EMPRESS														
1	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	3 184 157	1 448 831	1 369 008	1 354 906	902 759	1 126 418	421 651	343 960	350 434	155 257	94 922	20 650	10 772 955
2	Prix "Futures" projetés à Empress (\$/GJ)	2,830	3,360	3,360	3,360	3,360	3,360	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,370	3,20
3	Coûts d'achats (\$)	9 011 165	4 868 071	4 599 867	4 552 485	3 033 270	3 784 765	1 420 966	1 159 146	1 180 963	523 216	319 888	69 592	34 523 393
4	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)													34 523 393
ACHATS DE GAZ NATUREL À DAWN														
5	Volumes d'achats pour la demande (GJ)	0	4 872 709	9 579 000	11 563 000	10 444 000	9 529 960	4 972 967	3 115 118	2 640 000	2 728 000	1 984 000	1 955 129	63 383 884
6	Coûts projetés des achats à Dawn (\$/GJ)	2,830	4,000	4,085	4,071	4,071	4,071	4,046	3,990	3,990	3,990	3,990	3,990	4,05
7	Coûts d'achats (\$)	0	19 492 754	39 131 200	47 073 660	42 518 145	38 796 517	20 121 928	12 429 254	10 532 280	10 883 356	7 916 954	7 801 748	256 697 797
FONCTIONNALISATION PAR SERVICE														
8	Portion Fourniture à Empress													
9	Prix "Futures" projetés à Empress (\$/GJ)	2,83	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	
10	Coûts d'achats - fonctionnalisés au F (\$)	0	16 372 304	32 185 440	38 851 680	35 091 840	32 020 665	16 758 899	10 497 948	8 896 800	9 193 360	6 686 080	6 588 786	213 143 802
11	Coûts fonctionnalisés au T (\$ (solde))	0	3 120 451	6 945 760	8 221 980	7 426 305	6 775 852	3 363 029	1 931 306	1 635 480	1 689 996	1 230 874	1 212 962	43 553 995
FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ACHATS DE FOURNITURE PAR SERVICE À LA CAUSE TARIFAIRE (\$)														
12	Fourniture (I.4+ I.8)													247 667 195
13	Transport (I.9)													43 553 995
14	Équilibrage													0
15	Total													291 221 190

MÉTHODOLOGIE POUR LE CALCUL DU COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF

Référence : Pièce B-0177

25,00%	TAUX VARIABLE	Pondération	Taux	
	Titrisation	0,00%	0,00%	0,00%
	Papier commercial	100,00%	1,77% (A)	1,77%
	Marché monétaire	0,00%	0,00%	0,00%
	Rendement annuel - Taux variable :			1,77% 0,44%
10,00%	MOYEN TERME À TAUX FIXE			
	Obligation Cda 5 ans		2,30% (B)	
	Obligation Cda 10 ans		2,85% (C)	
	Moyenne des taux 5 - 10 ans			2,58%
	Écart corporatif moyen		(D)	0,97%
	taux de coupon :			3,54%
	Commission		0,375% (E)	
	Frais d'émission		0,150% (F)	
	sur une base annuelle :			0,07%
	Rendement annuel - Moyen terme :			3,61% 0,36%

Note : Les trimestres sont ceux de l'exercice financier de Gaz Métro.

(A) MÉTHODOLOGIE POUR DÉTERMINER LE TAUX DU PAPIER COMMERCIAL

Étape 1 : Le point de départ pour déterminer le taux du papier commercial est le taux prévisionnel moyen des acceptations bancaires 90 jours. Ces données prévisionnelles sont fournies par les banques canadiennes. Nous effectuons une moyenne de 6 banques en excluant la plus haute et la plus basse prévision de chaque trimestre.

Acceptations Bancaires - 90 jours :

	<u>Q1 - 2015</u>	<u>Q2 - 2015</u>	<u>Q3 - 2015</u>	<u>Q4 - 2015</u>
BMO	1,20	1,20	1,20	1,46
Scotia	1,35	1,40	1,40	1,50
CIBC	1,25	1,25	1,35	1,50
TD	1,25	1,25	1,35	1,70
Banque Royale	1,40	1,40	1,65	1,90
Desjardins	1,30	1,30	1,35	1,70
	1,29	1,30	1,36	1,60

Étape 2 : En fonction des prévisions de financement par papier commercial, nous déterminons le taux moyen annuel pondéré des acceptations bancaires 90 jours (pondéré selon les niveaux moyens d'utilisation prévus par trimestre).

Pondération du financement de papier commercial :

Trimestre	Financement moyen	
	requis (M\$)	En (%)
Q1 - 2015 :	220,5	34,29%
Q2 - 2015 :	162,0	25,20%
Q3 - 2015 :	83,0	12,91%
Q4 - 2015 :	177,4	27,59%
	643,0	100,00%

Moyenne pondérée :

Description	Année fiscale 2015				Moyenne pondérée
	Q1	Q2	Q3	Q4	
Poids en pourcentage :	34,29%	25,20%	12,91%	27,59%	100,00%
Acceptations Banc. 90 jrs : (étape 1)	1,29%	1,30%	1,36%	1,60%	1,39%

Étape 3 : À ce taux, nous ajoutons la prime de risque de Gaz Métro inc. (GMi) liée à son papier commercial (R1-Low). Cette donnée de marché nous a été fournie par une banque canadienne. Pour le dossier tarifaire 2015, la prime de risque de GMi était évaluée à 0%.

Note : Nous tenons à rappeler que l'émetteur de dette est GMi qui reprête simultanément à Gaz Métro (voir réponse à la question 19.4 de la Régie.)

Taux moyen pondéré sur acceptations bancaires 90 jours : 1,39%

Prime de risque pour Gaz Métro inc. (R1-Low) : 0,00%

Taux moyen pondéré pour emprunts sur papier commercial (avant frais) : 1,39%

Étape 4 : À ce taux de 1,39%, nous ajoutons tous les frais liés à la facilité de crédit de GMi⁽¹⁾ puisque le programme de papier commercial est supporté par cette facilité. Tous ces frais sont appliqués sur la moyenne de non-utilisation prévue de la facilité de crédit, sauf pour les frais de banque qui sont calculés sur la moyenne de crédit à terme utilisée.

Frais d'attente (frais annuel de 0,14%)¹ 0,225%

Frais d'agence (35 000\$ annuellement) 0,010%

Frais d'extension (0,04% x montant extensionné x nbre d'années d'extension) 0,070%

Frais de banque attribués aux transactions bancaires selon l'entente de 3 ans signée auprès de la Banque Nationale (frais annuel de 255 000\$) 0,074%

Taux moyen pondéré pour emprunts sur papier commercial : 1,77%

¹ Référence à la convention de crédit de GMi signée le 2 mars 2012 et venant à échéance le 2 mars 2020.

(B) MÉTHODOLOGIE POUR DÉTERMINER LE TAUX DES OBLIGATIONS 5 ANS

Pour déterminer le taux des obligations 5 ans, nous utilisons les prévisions de 5 banques canadiennes et nous faisons une moyenne en excluant la plus haute et la plus basse prévision de chaque trimestre.

	Q1 - 2015	Q2 - 2015	Q3 - 2015	Q4 - 2015	
BMO	1,85	2,11	2,33	2,47	
Scotia	2,00	2,25	2,45	2,75	
TD	1,85	2,20	2,35	2,55	
Banque Royale	2,60	2,80	3,00	3,25	
Desjardins	1,95	2,20	2,45	2,65	
Moyenne 2015	1,93	2,22	2,42	2,65	2,30%

(C) MÉTHODOLOGIE POUR DÉTERMINER LE TAUX DES OBLIGATIONS 10 ANS

Pour déterminer le taux des obligations 10 ans, nous utilisons les prévisions du Consensus Economics qui regroupent les prévisions de 17 institutions.

AUGUST 2014

Year Average	Annual Total	Fiscal Years (Apr-Mar)		Rates on Survey Date					
				1.0%		2.1%			
Unemployment Rate (%)	Current Account (C\$ bn)	Federal Govt Budget Balance (C\$ bn)		3 month Treasury Bill Rate (%)		10 Year Government Bond Yield (%)			
Taux de Chômage (%)	Balance Courante (C\$ md)	Balance Budgétaire (C\$ md)		Rendement sur les Bons du Trésor de 3 mois %		Rendement des Obligations d'État de 10 ans %			
2014	2015	2014	2015	FY 14-15	FY 15-16	End Nov'14	End Aug'15	End Nov'14	End Aug'15
6.9	6.6	-52.9	-52.3	-2.9	6.4	1.0	1.3	2.6	3.0
7.0	6.7	-46.5	-34.5	-2.9	6.4	1.0	1.2	2.5	2.6
7.0	6.7	-48.0	-35.0	-3.0	5.0	0.9	1.2	2.4	3.0
7.0	6.7	-57.5	-55.0	na	na	na	na	na	na
6.9	6.6	-45.3	-40.1	na	na	1.1	1.5	2.9	3.5
7.0	6.7	-38.3	-28.5	na	na	1.0	1.1	2.8	3.3
7.0	6.8	-40.9	-31.0	1.0	7.0	1.0	1.0	2.5	3.1
6.7	6.1	-42.0	-29.0	na	na	na	na	na	na
7.0	6.9	-51.6	-48.9	-3.6	4.0	1.0	1.2	2.8	3.3
7.0	6.8	-41.7	-29.1	na	na	1.0	1.0	2.6	3.2
7.0	6.7	-49.3	-48.9	na	na	na	na	na	na
7.0	6.6	-46.7	-41.0	na	na	na	na	na	na
7.0	6.6	-50.0	-50.0	-2.5	5.0	1.0	1.4	2.6	3.1
7.0	6.8	-46.4	-35.2	na	na	1.0	1.6	2.5	3.5
7.0	7.1	-55.2	-64.1	na	na	1.0	1.0	2.5	3.0
6.9	6.5	-60.0	-54.0	-3.3	3.0	0.9	0.9	2.5	2.7
6.9	6.8	-48.3	-44.0	na	na	1.0	1.1	2.6	3.1
7.0	6.7	-48.3	-42.4	-2.5	5.3	1.0	1.2	2.6	3.1

Cet encadré regroupe les prévisions des 17 institutions pour les obligations 10 ans. Pour fixer notre taux, nous utilisons la moyenne des 2 prévisions (prévision 3 mois et prévision 1 an).

2,85%



(D) MÉTHODOLOGIE POUR DÉTERMINER L'ÉCART MOYEN CORPORATIF

L'écart moyen corporatif de GMi est calculé à partir des données reçues de 5 banques canadiennes qui représentent les écarts de crédit estimés pour GMi par chacune de ces banques. Nous recevons ce rapport sur une base hebdomadaire. Toutefois, ces informations ne sont pas publiques.

	<u>Banque #1</u>	<u>Banque #2</u>	<u>Banque #3</u>	<u>Banque #4</u>	<u>Banque #5</u>	Moyenne
Données en date du :	31-janv-14	31-janv-14	03-févr-14	31-janv-14	03-févr-14	
5 ans	0,850%	0,780%	0,810%	0,800%	0,880%	0,824%
10 ans	1,150%	1,080%	1,120%	1,050%	1,170%	1,114%
L'écart moyen corporatif pour une dette moyen terme (5 ans - 10 ans)						0,97%

(E) MÉTHODOLOGIE POUR DÉTERMINER LE TAUX DE COMMISSION

Le taux de commission est une donnée qui est un standard dans le marché en fonction de l'échéance de la dette. Cette donnée nous est confirmée annuellement par une banque canadienne.

Terme 5 ans	0,35%	(35 p.b.)
Terme 10 ans	0,40%	(40 p.b.)

Le taux de commission pour une dette moyen terme (5 ans - 10 ans) **0,375%**

(F) MÉTHODOLOGIE POUR DÉTERMINER LES FRAIS D'ÉMISSION

Les frais d'émission pour une dette ne sont pas des données de marché. Ce sont des frais réels encourus lors de l'émission d'une dette par GMi. Le 15 p.b. (0,15%) représente les frais réellement encourus lors de l'émission la plus récente au moment du calcul, soit celle d'avril 2013.

Le taux 2015 pour les frais d'émission pour une dette moyen terme (5 ans - 10 ans) **0,150%**

RatingsDirect®

Summary:

Gaz Metro inc. Gaz Metro L.P.

Primary Credit Analyst:

Gerald F Hannocho, Toronto 416-507-2589; gerald.hannocho@standardandpoors.com

Secondary Contact:

Stephen R Goltz, Toronto (416) 507-2592; stephen.goltz@standardandpoors.com

Table Of Contents

Rationale

Outlook

Standard & Poor's Base-Case Scenario

Business Risk

Financial Risk

Liquidity

Other Modifiers

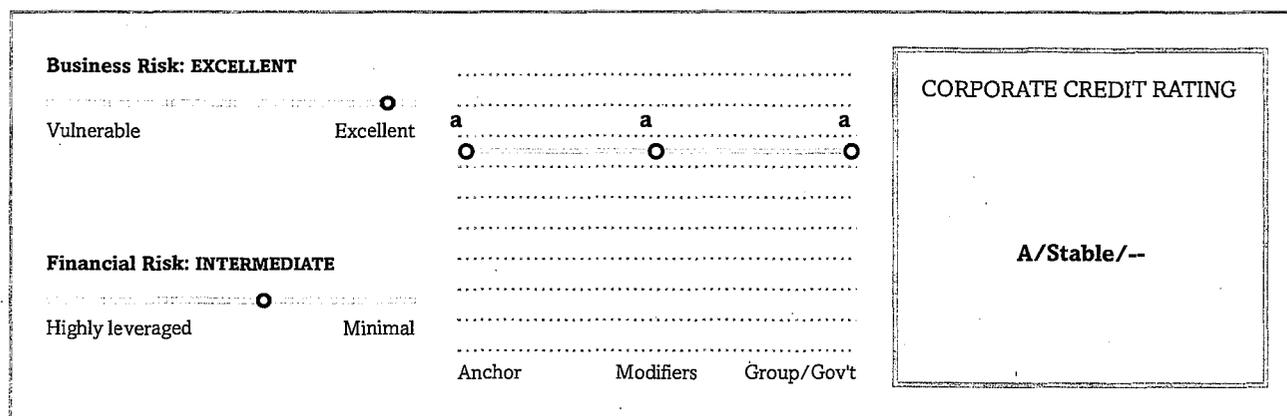
Ratings Score Snapshot

Recovery Analysis

Related Criteria And Research

Summary:

**Gaz Metro inc.
Gaz Metro L.P.**



Rationale

Business Risk: Excellent	Financial Risk: Intermediate
<ul style="list-style-type: none"> • Supportive regulatory environment in Quebec and diversity of regulated operations provide stable cash flows • Dependence on industrial consumption in the province introduces higher volume variability than predominantly residential distributors 	<ul style="list-style-type: none"> • Financial metrics reflect the regulated capital structure as well as additional debt at the L.P. level • Standard & Poor's Ratings Services expects financial metrics to remain stable over its two-year outlook period

Outlook: Stable

The stable outlook reflects our expectations, for the next two years, of continued regulatory support in Quebec and Vermont, of some modest synergies from the combination of Central Vermont Public Service and Green Mountain Power Corp. operations, and that Gaz Metro inc. (GMi) and Gaz Metro L.P. (GMLP; collectively, Gaz Metro) will sustain adjusted funds from operations (AFFO)-to-debt of 13%-23% (consolidated and deconsolidated). We also expect adjusted debt-to-capital to remain below 70%, consistent with the regulatory capital structure and trust indenture limits.

Upside scenario

An outlook revision to positive or an upgrade is not likely without a demonstrated, long-term commitment to a much stronger balance sheet with stronger cash flow metrics (23% AFFO-to-total debt or better).

Downside scenario

A downgrade is possible if the company fails to keep consolidated AFFO-to-debt above 16%, which we would expect would be as a result of material nonregulatory debt that finances acquisitions. We believe material changes to the business risk profile resulting in an outlook revision are unlikely, given trust indentures that limit the amount of nonregulatory business contribution to the consolidated entity. Although we don't expect it, any adverse material developments (such as an adverse regulatory decision or additional debt-financed acquisitions) could change our view on the company's business risk and financial risk profiles.

Standard & Poor's Base-Case Scenario

Assumptions	Key Metrics			
<ul style="list-style-type: none"> • FFO of C\$530 million-C\$550 million in 2015, with about 70% from Quebec, 20% from Vermont, and the remainder from equity interests in other entities • A cost-of-service methodology for the Quebec gas distribution in 2014, with a return to incentive mechanisms in the future 	2013A	2014E	2015E	
	AFFO/debt	15.8	18%-19%	19%-20%
	Debt/EBITDA	5.8	4.0x-5.0x	4.0x-5.0x

AFFO--Adjusted funds from operations. A--Actual.
E--Estimate.

Business Risk: Excellent

We believe that Gaz Metro has an "excellent" business risk profile, reflecting our opinion of the company's monopoly position of its core gas distribution and supportive regulatory environment in Quebec, diversification through its wholly owned subsidiary Green Mountain Power, and the consistency of earnings and credit metrics. Offsetting these factors is our assessment of the low organic growth in Gaz Metro's jurisdictions and a high degree of dependence on industrial natural gas volumes in Quebec, which has a higher degree of variability than residential consumption.

Financial Risk: Intermediate

We believe that Gaz Metro has an "intermediate" financial risk profile. Financial metrics reflect a high degree of leverage associated with the regulated capital structure, as well as additional debt at the GMLP level. We forecast financial metrics to improve to the 18%-20% funds from operations (FFO)-to-debt range in 2014-2015.

We exclude the C\$892.8 million of noncommon equity financing Noverco Inc. provided to GMi from our leverage and coverage calculations. The notes have more than 10 years of remaining life, and we believe that the company intends to extend the maturity date to at least 30 days after all other debt matures. If there is less than 10 years of remaining life, or, while unlikely, we no longer believe Gaz Metro intends to extend the maturity, we might include the notes in our leverage and coverage calculations.

Combining our business and financial risk assessments, we arrive at an 'a' anchor score.

Liquidity: Adequate

We view GMi's liquidity to be "adequate," with sources less uses being positive and sources over uses to exceed 1.2x during the next 12 months. We believe the company will continue to have solid relationships with its banks and a generally high standing in credit markets with prudent risk management.

Principal Liquidity Sources	Principal Liquidity Uses
<ul style="list-style-type: none">• FFO of C\$530 million-C\$550 million• Revolver availability of about C\$600 million	<ul style="list-style-type: none">• Capex of C\$590 million-C\$640 million• Distributions of C\$170 million-C\$190 million

Other Modifiers

All modifiers had no effect on the rating, so the 'A' corporate credit rating is the same as the 'a' initial anchor score.

Ratings Score Snapshot

Corporate Credit Rating

A/Stable/--

Business risk: Excellent

- Country risk: Very low
- Industry risk: Very low
- Competitive position: Excellent

Financial risk: Intermediate

- **Cash flow/Leverage:** Intermediate

Anchor: a

Modifiers

- **Diversification/Portfolio effect:** Neutral (no impact)
- **Capital structure:** Neutral (no impact)
- **Financial policy:** Neutral (no impact)
- **Liquidity:** Adequate (no impact)
- **Management and governance:** Satisfactory (no impact)
- **Comparable rating analysis:** Neutral (no impact)

Recovery Analysis

GMI has secured utility bonds (first mortgage bonds [FMBs]) outstanding with maturities of 2017-2036. These FMBs are secured under trust deeds that contains a hypothec on all of Gaz Metro's assets. A first immovable hypothec on GMLP's pipelines and gas distribution system also covers creditors. We estimate that the regulated capital value at Gaz Metro is greater than 1.5x the secured utility bonds outstanding. This results in a '1+' recovery rating, and an 'A+' rating on the FMBs.

Related Criteria And Research

Related Criteria

- The Treatment Of Non-Common Equity Financing In Nonfinancial Corporate Entities, April 29, 2014
- Methodology And Assumptions: Liquidity Descriptors For Global Corporate Issuers, Jan. 2, 2014
- Corporate Methodology, Nov. 19, 2013
- Corporate Methodology: Ratios And Adjustments, Nov. 19, 2013
- Key Credit Factors For The Regulated Utilities Industry, Nov. 19, 2013
- Collateral Coverage And Issue Notching Rules For '1+' And '1' Recovery Ratings On Senior Bonds Secured By Utility Real Property, Feb. 14, 2013
- Methodology: Management And Governance Credit Factors For Corporate Entities And Insurers, Nov. 13, 2012
- Hybrid Capital Handbook: September 2008 Edition, Sept. 15, 2008
- 2008 Corporate Criteria: Commercial Paper, April 15, 2008
- Standard & Poor's Canadian CP Ratings: An Overview, March 30, 2006

Business And Financial Risk Matrix

Business Risk Profile	Financial Risk Profile					
	Minimal	Modest	Intermediate	Significant	Aggressive	Highly leveraged
Excellent	aaa/aa+	aa	a+/a	a-	bbb	bbb-/bb+
Strong	aa/aa-	a+/a	a-/bbb+	bbb	bb+	bb
Satisfactory	a/a-	bbb+	bbb/bbb-	bbb-/bb+	bb	b+
Fair	bbb/bbb-	bbb-	bb+	bb	bb-	b
Weak	bb+	bb+	bb	bb-	b+	b/b-
Vulnerable	bb-	bb-	bb-/b+	b+	b	b-

Copyright © 2014 Standard & Poor's Financial Services LLC, a part of McGraw Hill Financial. All rights reserved.

No content (including ratings, credit-related analyses and data, valuations, model, software or other application or output therefrom) or any part thereof (Content) may be modified, reverse engineered, reproduced or distributed in any form by any means, or stored in a database or retrieval system, without the prior written permission of Standard & Poor's Financial Services LLC or its affiliates (collectively, S&P). The Content shall not be used for any unlawful or unauthorized purposes. S&P and any third-party providers, as well as their directors, officers, shareholders, employees or agents (collectively S&P Parties) do not guarantee the accuracy, completeness, timeliness or availability of the Content. S&P Parties are not responsible for any errors or omissions (negligent or otherwise), regardless of the cause, for the results obtained from the use of the Content, or for the security or maintenance of any data input by the user. The Content is provided on an "as is" basis. S&P PARTIES DISCLAIM ANY AND ALL EXPRESS OR IMPLIED WARRANTIES, INCLUDING, BUT NOT LIMITED TO, ANY WARRANTIES OF MERCHANTABILITY OR FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE OR USE, FREEDOM FROM BUGS, SOFTWARE ERRORS OR DEFECTS, THAT THE CONTENT'S FUNCTIONING WILL BE UNINTERRUPTED, OR THAT THE CONTENT WILL OPERATE WITH ANY SOFTWARE OR HARDWARE CONFIGURATION. In no event shall S&P Parties be liable to any party for any direct, indirect, incidental, exemplary, compensatory, punitive, special or consequential damages, costs, expenses, legal fees, or losses (including, without limitation, lost income or lost profits and opportunity costs or losses caused by negligence) in connection with any use of the Content even if advised of the possibility of such damages.

Credit-related and other analyses, including ratings, and statements in the Content are statements of opinion as of the date they are expressed and not statements of fact. S&P's opinions, analyses, and rating acknowledgment decisions (described below) are not recommendations to purchase, hold, or sell any securities or to make any investment decisions, and do not address the suitability of any security. S&P assumes no obligation to update the Content following publication in any form or format. The Content should not be relied on and is not a substitute for the skill, judgment and experience of the user, its management, employees, advisors and/or clients when making investment and other business decisions. S&P does not act as a fiduciary or an investment advisor except where registered as such. While S&P has obtained information from sources it believes to be reliable, S&P does not perform an audit and undertakes no duty of due diligence or independent verification of any information it receives.

To the extent that regulatory authorities allow a rating agency to acknowledge in one jurisdiction a rating issued in another jurisdiction for certain regulatory purposes, S&P reserves the right to assign, withdraw, or suspend such acknowledgement at any time and in its sole discretion. S&P Parties disclaim any duty whatsoever arising out of the assignment, withdrawal, or suspension of an acknowledgement as well as any liability for any damage alleged to have been suffered on account thereof.

S&P keeps certain activities of its business units separate from each other in order to preserve the independence and objectivity of their respective activities. As a result, certain business units of S&P may have information that is not available to other S&P business units. S&P has established policies and procedures to maintain the confidentiality of certain nonpublic information received in connection with each analytical process.

S&P may receive compensation for its ratings and certain analyses, normally from issuers or underwriters of securities or from obligors. S&P reserves the right to disseminate its opinions and analyses. S&P's public ratings and analyses are made available on its Web sites, www.standardandpoors.com (free of charge), and www.ratingsdirect.com and www.globalcreditportal.com (subscription) and www.spcapitaliq.com (subscription) and may be distributed through other means, including via S&P publications and third-party redistributors. Additional information about our ratings fees is available at www.standardandpoors.com/usratingsfees.