



**Vincent Locas, avocat**

Conseiller juridique senior

Réglementation et réclamations

Ligne directe : (514) 598-3324

Télécopieur : (514) 598-3839

Courriel : [vincent.locas@energir.com](mailto:vincent.locas@energir.com)

Adresse courriel pour ce dossier : [dossiers.reglementaires@energir.com](mailto:dossiers.reglementaires@energir.com)

**PAR SDÉ ET PAR MESSENGER**

Montréal, le 15 février 2019

M<sup>e</sup> Véronique Dubois

Secrétaire

**RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

Tour de la Bourse

800, Place Victoria - bureau 2.55

Montréal QC H4Z 1A2

**Objet : Prix du transport et de l'équilibrage**

**Notre dossier : 312-00899**

**Dossier Régie : R-4076-2018**

---

Chère consœur,

D'une part, vous trouverez ci-joint copie de l'ordonnance TG-010-2018 rendue par l'Office national de l'énergie (« **ONÉ** ») en date du 5 décembre 2018, laquelle modifie les coûts de cessation d'exploitation de TransCanada PipeLines Limited (« **TCPL** ») sur une base finale, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019.

D'autre part, vous trouverez également jointe à la présente lettre une copie de l'ordonnance TGI-005-2018 datée du 13 décembre 2018 de l'ONÉ, laquelle modifie les tarifs de TCPL sur une base provisoire, à compter du 1<sup>er</sup> février 2019, ainsi que les pages de tarifs de TCPL s'appliquant à Énergir. Cette modification tarifaire fait suite à la lettre de décision RH-001-2018 rendue par l'ONÉ relativement à la disposition et à la répartition du compte d'ajustement à long terme (« **CALT** »).

L'impact total des deux modifications susmentionnées pour l'année 2018-2019 est évalué à une baisse de 26,9 M\$ sur le coût du transport et à une baisse de 7,2 M\$ sur le coût du service d'équilibrage.

Comme indiqué aux articles 12.1.2.1 et 12.2.2.1 des *Conditions de service et Tarif* (« **CST** »), les prix du transport peuvent être ajustés périodiquement pour refléter le coût réel d'acquisition. En conséquence, les tarifs de transport d'Énergir seront ajustés au 1<sup>er</sup> mars 2019. Vous trouverez ci-joint, à cet égard, les pages 47 et 49 du texte des CST, tant dans ses versions française qu'anglaise, où les taux prévus aux articles 12.1.2 et 12.2.2 du tarif de transport ont été modifiés. Nous joignons également les annexes détaillant les coûts du transport, le calcul des prix de transport et le calcul du coût du maintien des capacités FTLH.

Par ailleurs, veuillez noter qu'un ajustement a été apporté dans le calcul des tarifs de transport (annexe B jointe à cette lettre) par rapport à la pièce déposée dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019 (R-4018-2017, B-0302, GM-G, Document 6, p. 13). En effet, une coquille s'est malencontreusement glissée quant à l'indice de prix utilisé pour calculer les tarifs de compression des zones Sud et Nord. Celui utilisé était de 3,21 \$/GJ (12,163 ¢/m<sup>3</sup>) plutôt que de 3,16 \$/GJ (11,961 ¢/m<sup>3</sup>), soit le prix à Dawn pour 2018-2019 apparaissant au Tableau 4 du plan d'approvisionnement 2019-2022 (R-4018-2017, B-0218, GM-H, Document 1, p. 36). Cet ajustement a un impact sur le tarif de compression de la zone Sud, celui-ci passant de 0,181 ¢/m<sup>3</sup> à 0,178 ¢/m<sup>3</sup>, et sur celui de la zone Nord, celui-ci passant de 0,164 ¢/m<sup>3</sup> à 0,161 ¢/m<sup>3</sup>. Corolairement, les intrants du coût du maintien des capacités FTLH de 85 000 GJ/jour sont ajustés dans l'annexe C jointe à la présente lettre, soit le tarif de fourniture aux lignes 1 et 8 de la colonne 4 (11,961 ¢/m<sup>3</sup>), ainsi que les tarifs de compression aux lignes 2 et 9 de la colonne 4 (respectivement 0,178 ¢/m<sup>3</sup> et 0,161 ¢/m<sup>3</sup>). Les informations présentées dans les annexes B et C incorporent cet ajustement.

Quant au tarif d'équilibrage, l'effet des modifications découlant des différentes ordonnances de l'ONÉ sera capté, lors du Rapport annuel au 30 septembre 2019, par le compte de frais reportés comptabilisant les trop-perçus/manques à gagner du service d'équilibrage, tel qu'approuvé par la Régie de l'énergie (« **Régie** ») dans sa décision D-2013-054 (paragr. 42).

## **Suivi de la décision D-2019-002**

Dans sa décision D-2019-002 (paragr. 38) rendue dans le cadre de la phase 1 de la Cause tarifaire 2019-2020, la Régie demande à Énergir de déposer une preuve portant sur le crédit découlant de la répartition des fonds du CALT visée par la lettre de décision RH-001-2018 rendue par l'ONÉ ainsi qu'une proposition de disposition.

À l'origine, il était prévu que le solde du CALT ne soit disposé qu'à partir de 2021. L'ONÉ n'a toutefois pas retenu cette proposition dans sa lettre de décision RH-001-2018 et a plutôt ordonné que l'ensemble du solde du CALT soit réparti au courant de la période 2018 à 2020.

Conformément à ce qui est fait lorsque des modifications importantes aux tarifs des transporteurs surviennent, Énergir ajuste son tarif de transport en conséquence afin de refléter lesdites modifications. Énergir ne compte donc pas proposer une méthode de disposition différente en ce qui a trait aux modifications découlant de la lettre de décision RH-001-2018 de l'ONÉ.

## **Conclusion recherchée par Énergir**

Énergir apprécierait grandement recevoir l'autorisation de la Régie quant aux modifications apportées aux CST au plus tard le **25 février 2019 à 15 h**, et ce, afin de permettre la facturation appropriée en temps opportun.

Nous espérons le tout conforme et vous prions d'agréer, chère consœur, l'expression de nos sentiments distingués.

(s) *Philip Thibodeau*, pour

Vincent Locas  
VL/ml

p. j

National Energy  
Board



Office national  
de l'énergie

File OF-Tolls-Group1-T211-2018-02 01  
6 December 2018

Mr. Bernard Pelletier  
Director, Regulatory Tolls and Tariffs  
Canadian Natural Gas Pipelines  
TransCanada PipeLines Limited  
450 – 1<sup>st</sup> Street SW  
Calgary, AB T2P 5H1  
Email: [bernard\\_pelletier@transcanada.com](mailto:bernard_pelletier@transcanada.com)

Dear Mr. Pelletier:

**TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)  
Application for Approval of Abandonment Surcharges Effective 1 January 2019  
(Application)**

The National Energy Board (Board) has examined TransCanada's Application dated 30 October 2018, for approval of abandonment surcharges as final on the Mainline System, effective 1 January 2019.

The Board approves the Application. Attached is a copy of Order TG-010-2018, which approves the abandonment surcharges contained in the Application effective 1 January 2019 as final.

The Board directs TransCanada to serve a copy of this letter and the attached Order on its shippers, Tolls Task Force members and interested parties.

Yours truly,

*Original signed by L. George*

for  
Sheri Young  
Secretary of the Board

Attachment

Suite 210, 517 Tenth Avenue SW  
Calgary, Alberta T2R 0A8

517, Dixième Avenue S.-O., bureau 210  
Calgary (Alberta) T2R 0A8

Canada 

Telephone/Téléphone : 403-292-4800  
Facsimile/Télocopieur : 403-292-5503  
[www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca)  
Telephone/Téléphone : 1-800-899-1265  
Facsimile/Télocopieur : 1-877-288-8803

National Energy  
Board



Office national  
de l'énergie

## ORDER TG-010-2018

**IN THE MATTER OF** the *National Energy Board Act* (NEB Act) and the regulations made thereunder; and

**IN THE MATTER OF** an application by TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) dated 30 October 2018, for approval of abandonment surcharges effective 1 January 2019 pursuant to subsection 19(2) and Part IV of the NEB Act filed with the National Energy Board (Board) under OF-Tolls-Group1-T211-2018-02 01 (Application).

**BEFORE** the Board 5 December 2018.

**WHEREAS** on 19 December 2017, the Board issued Order TG-013-2017 approving interim 2018 tolls and 2018 abandonment surcharges on the Mainline System, both effective 1 January 2018;

**AND WHEREAS** on 30 October 2018, TransCanada filed the Application for approval of abandonment surcharges as final for service on the Mainline System, effective 1 January 2019;

**AND WHEREAS** the Board has considered the Application, and decided to approve it as filed;

**THEREFORE IT IS ORDERED**, pursuant to subsection 19(2) and Part IV of the NEB Act, that:

1. TransCanada's proposed abandonment surcharges are approved as final effective 1 January 2019.

NATIONAL ENERGY BOARD

*Original signed by L. George*

for  
Sheri Young  
Secretary of the Board

Canada

Office national  
de l'énergieNational Energy  
Board**ORDONNANCE TGI-005-2018**

**RELATIVEMENT À** la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la « *Loi* ») et à ses règlements d'application;

**RELATIVEMENT À** une demande datée du 18 décembre 2017 que TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada ») a présentée à l'Office national de l'énergie aux termes des parties I et IV de la *Loi* et en conformité avec la décision RH-001-2014 et l'ordonnance TG-010-2014, en vue de l'approbation des droits exigibles sur le réseau principal pendant la période du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2020 (dossier OF-Tolls-Group1-T211-2017-04 01).

**DEVANT** l'Office, le 13 décembre 2018.

**ATTENDU QUE**, le 12 juin 2015, l'Office a rendu l'ordonnance TG-011-2015 ayant pour effet d'approuver les droits définitifs exigibles sur le réseau principal de TransCanada pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 31 décembre 2017;

**ATTENDU QUE**, le 2 décembre 2016, l'Office a rendu l'ordonnance TG-011-2016 autorisant la perception du supplément au titre de la cessation d'exploitation du 1<sup>er</sup> janvier 2017 au 31 décembre 2017;

**ATTENDU QUE**, le 1<sup>er</sup> décembre 2017, TransCanada a déposé une demande en vue de faire approuver les droits et le supplément au titre de la cessation d'exploitation visant le réseau principal, exigibles à titre provisoire à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018.

**ATTENDU QUE**, le 15 décembre 2017, TransCanada a modifié sa demande en déposant des droits provisoires pour 2018 inférieurs à ceux qui avaient été déposés le 1<sup>er</sup> décembre 2017;

**ATTENDU QUE**, le 19 décembre 2017, l'Office a rendu l'ordonnance TGI-003-2017 approuvant la perception, à titre provisoire, des droits proposés par TransCanada pour 2018 dans la version modifiée de la demande et du supplément au titre de la cessation d'exploitation proposé pour 2018 à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, jusqu'à ce que l'Office rende une ordonnance modificatrice ou définitive à cet égard;

**ATTENDU QUE** TransCanada a présenté à l'Office une demande datée du 18 décembre 2017 en vue de l'approbation des droits exigibles sur le réseau principal pendant la période du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 décembre 2020 (la « demande »);

.../2

**ATTENDU QUE** l'Office a rendu l'ordonnance d'audience RH-001-2018 le 16 mars 2018 et qu'il a pris connaissance de la preuve écrite et des arguments présentés à l'instance par TransCanada et par toutes les parties intéressées;

**ATTENDU QUE** les diverses décisions de l'Office au sujet de la demande sont énoncées dans ses Motifs de décision datés du 13 décembre 2018, ainsi que dans l'ordonnance TG-011-2018;

**ATTENDU QUE** l'Office a ordonné à TransCanada de lui présenter, au plus tard le 31 janvier 2019, un dépôt de conformité montrant le rajustement des droits proposés compte tenu de la répartition, entre les divers tronçon du réseau principal, du montant total se trouvant dans le compte d'ajustement à long terme en date du 31 décembre 2017, tel qu'il est indiqué dans la décision RH-001-2018, et faisant état des produits excédentaires découlant des droits provisoires facturés du 1<sup>er</sup> janvier 2018 au 31 janvier 2019;

**À CES CAUSES, IL EST ORDONNÉ** ce qui suit, en vertu du paragraphe 19(2) et de la partie IV de la *Loi* :

1. TransCanada doit cesser de percevoir les droits provisoires autorisés par l'ordonnance TGI-003-2017 à la fin de la journée, le 31 janvier 2019.
2. TransCanada doit percevoir les droits indiqués dans son dépôt de conformité à compter du 1<sup>er</sup> février 2019 à titre provisoire jusqu'à ce que l'Office rende une ordonnance modificatrice ou une ordonnance définitive concernant les droits exigibles sur le réseau principal pour la période de 2018 à 2020.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La secrétaire de l'Office,

*Original signé par L. George pour*

Sheri Young

## 12. TRANSPORT

### 12.1 SERVICE DU DISTRIBUTEUR

#### 12.1.1 APPLICATION

Pour tout client qui désire acheter du distributeur le transport servant à acheminer jusqu'au territoire du distributeur le gaz naturel qu'il retire à ses installations.

#### 12.1.2 TARIF DE TRANSPORT

##### 12.1.2.1 Prix du transport

Les prix du transport peuvent être ajustés périodiquement pour refléter le coût réel d'acquisition.

##### 12.1.2.1.1 Prix de base du transport

Pour chaque m<sup>3</sup> de volume retiré, les prix de base du transport, en date du 1<sup>er</sup> mars 2019, sont les suivants :

<u>zone Sud</u>	<u>zone Nord</u>
2,212 ¢/m <sup>3</sup>	2,212 ¢/m <sup>3</sup>

##### 12.1.2.1.2 Cavalier

Pour chaque m<sup>3</sup> de volume retiré, les prix de base du transport, en date du 1<sup>er</sup> mars 2019, sont ajustés comme suit pour le client qui utilise du gaz naturel renouvelable produit en franchise ou qui retire des volumes distribués par canalisation utilisée uniquement pour la distribution de biogaz :

<u>zone Sud</u>	<u>zone Nord</u>
-0,089 ¢/m <sup>3</sup>	-0,089 ¢/m <sup>3</sup>

##### 12.1.2.2 Ajustement relié aux inventaires

Le prix du transport est accompagné d'un ajustement pour tenir compte de la variation de la valeur des inventaires résultant d'un changement dans le prix de transport, ainsi que des coûts reliés au maintien de ces inventaires. Cet ajustement est décrit au chapitre « Ajustements reliés aux inventaires ».

#### 12.1.3 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)

Le volume retiré au cours de chaque année contractuelle doit être au moins égal à l'OMA applicable pour la même période.

##### 12.1.3.1 Établissement de l'OMA – clients aux tarifs de distribution D<sub>1</sub> et D<sub>5</sub>

L'OMA applicable pour chaque année contractuelle est celle convenue au service de distribution.

##### 12.1.3.2 Établissement de l'OMA – clients aux tarifs de distribution D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>

Pour la première année contractuelle :

L'OMA est égale au volume projeté, tel que convenu avec le client, multiplié par 78 %.

## 12.2 SERVICE FOURNI PAR LE CLIENT

### 12.2.1 APPLICATION

Pour tout client qui désire fournir au distributeur le transport servant à acheminer jusqu'au territoire du distributeur le gaz naturel qu'il retire à ses installations.

Sous réserve de l'article 18.2.2, seuls les clients en service de distribution D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> peuvent fournir au distributeur leur propre transport. De plus, les clients de la zone Nord doivent continuer à utiliser une partie du service de transport du distributeur.

### 12.2.2 TARIF

#### 12.2.2.1 Prix du service du distributeur

Les prix du transport peuvent être ajustés périodiquement pour refléter le coût réel d'acquisition.

##### 12.2.2.1.1 Prix de base du transport

Pour chaque m<sup>3</sup> de volume retiré, le prix de transport, en date du 1<sup>er</sup> mars 2019, est le suivant :

<u>zone Sud</u>	<u>zone Nord</u>
0,089 ¢/m <sup>3</sup>	2,669 ¢/m <sup>3</sup>

##### 12.2.2.1.2 Cavalier

Pour chaque m<sup>3</sup> de volume retiré, les prix de base du transport, en date du 1<sup>er</sup> mars 2019, sont ajustés comme suit pour le client qui utilise du gaz naturel renouvelable produit en franchise ou qui retire des volumes distribués par canalisation utilisée uniquement pour la distribution de biogaz :

<u>zone Sud</u>	<u>zone Nord</u>
-0,089 ¢/m <sup>3</sup>	-0,089 ¢/m <sup>3</sup>

#### 12.2.2.2 Ajustement relié aux inventaires

Le client ne se voit pas facturer l'ajustement relié aux inventaires qui accompagne le prix du transport.

### 12.2.3 CONDITIONS ET MODALITÉS

#### 12.2.3.1 Cession de la capacité de transport détenu par le distributeur

Le client qui désire se retirer du service de transport du distributeur se voit céder de façon permanente la capacité de transport déjà détenue pour lui par le distributeur. Le client paie alors directement le transporteur pour le service de transport ainsi acquis.

Exceptionnellement, toutefois, un client qui désire se retirer en tout ou en partie du service de transport du distributeur pour acheter du gaz naturel renouvelable produit en franchise ne se verra pas céder de capacité de transport pour cette portion de sa consommation. Toutefois, s'il cesse sa consommation de gaz naturel renouvelable produit en franchise en deçà d'une période de 60 mois, il se verra céder de façon permanente la capacité de transport pour la période résiduelle.

Nonobstant l'alinéa qui précède et dans la mesure où il est rentable et opérationnellement possible pour le distributeur de l'accepter, le client en service de distribution D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> ou D<sub>4</sub> pourra fournir directement son service de transport après avoir transmis une demande préalablement au distributeur selon les délais prescrits à l'article 12.2.3.2.



## 12. TRANSPORTATION

### 12.1 DISTRIBUTOR'S SERVICE

#### 12.1.1 APPLICATION

For any customer who wishes to purchase from the distributor the transportation service needed to move to the distributor's territory the natural gas it withdraws at its facilities.

#### 12.1.2 TRANSPORTATION RATE

##### 12.1.2.1 Transportation Price

The transportation prices may be periodically adjusted to reflect actual cost of acquisition.

##### 12.1.2.1.1 Transportation Basis Price

For each m<sup>3</sup> of volume withdrawn, the transportation basis prices, as of March 1, 2019, are as follows:

<u>Southern Zone</u>	<u>Northern Zone</u>
2.212¢/m <sup>3</sup>	2.212¢/m <sup>3</sup>

##### 12.1.2.1.2 Rider

For each m<sup>3</sup> of volume withdrawn, the transportation basis prices, as of March 1, 2019, are adjusted as follow for a customer who uses renewable natural gas produced within the franchise or withdraws volumes of biogas distributed by pipe used solely for biogas distribution:

<u>Southern Zone</u>	<u>Northern Zone</u>
-0.089¢/m <sup>3</sup>	-0.089¢/m <sup>3</sup>

##### 12.1.2.2 Inventory-Related Adjustment

The transportation prices are accompanied by an adjustment to take into account variations in the value of inventories resulting from a change in the transportation price, as well as costs associated with maintaining the inventories. This adjustment is described in the "Inventory-related Adjustments" chapter.

#### 12.1.3 MINIMUM ANNUAL OBLIGATION (MAO)

The volume withdrawn during each contract year must be at least equal to the MAO applicable for the same period.

##### 12.1.3.1 Establishment of MAO - Distribution Rate D<sub>1</sub> and D<sub>5</sub> Customers

The MAO applicable for each contract year is that agreed upon in the distribution service.

##### 12.1.3.2 Establishment of MAO - Distribution Rate D<sub>3</sub> and D<sub>4</sub> Customers

For the first contract year:

The MAO is equal to the projected volume, agreed upon with the customer, multiplied by 78%.

## 12.2 CUSTOMER-PROVIDED SERVICE

### 12.2.1 APPLICATION

For any customer who wishes to provide the distributor with the transportation service needed to move to the distributor's territory the natural gas it withdraws at its facilities.

Subject to Article 18.2.2, only Distribution Rate D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> and D<sub>4</sub> customers may provide the distributor with their own transportation service. In addition, Northern Zone customers must still use part of the distributor's transportation service.

### 12.2.2 RATE

#### 12.2.2.1 Distributor's Service Price

The transportation prices may be periodically adjusted to reflect actual cost of acquisition.

##### 12.2.2.1.1 Transportation Basis Price

For each m<sup>3</sup> of volume withdrawn, the transportation basis prices, as of March 1, 2019, are as follows:

<u>Southern Zone</u>	<u>Northern Zone</u>
0.089¢/m <sup>3</sup>	2.669¢/m <sup>3</sup>

##### 12.2.2.1.2 Rider

For each m<sup>3</sup> of volume withdrawn, the transportation basis prices, as of March 1, 2019, are adjusted as follow for a customer who uses renewable natural gas produced within the franchise or withdraws volumes of biogas distributed by pipe used solely for biogas distribution:

<u>Southern Zone</u>	<u>Northern Zone</u>
-0.089¢/m <sup>3</sup>	-0.089¢/m <sup>3</sup>

#### 12.2.2.2 Inventory-Related Adjustment

A customer shall not be billed for the inventory-related adjustment for the transportation price.

### 12.2.3 TERMS AND CONDITIONS

#### 12.2.3.1 Assignment of Transportation Capacity held by the Distributor

A customer who wishes to opt out of the distributor's transportation service shall be permanently assigned the transportation capacity already held for it by the distributor. Subsequently, the customer shall pay the transporter directly for the transportation service thus acquired.

Exceptionally, however, a customer who wishes to opt out, in whole or in part, of the distributor's transportation service to contract and consume renewable natural gas produced within the distributor's franchise shall not be assigned the transportation capacity for this portion of its consumption. However, where the customer ceases its consumption of renewable natural gas produced within the firm on a shorter period than 60 months shall be permanently assigned the transportation capacity for the residual period.

Notwithstanding the preceding paragraph, and to the extent that it is economic and operationally possible for the distributor to agree to it, Distribution Rate D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> or D<sub>4</sub> customers may provide their transportation service directly, after having submitted a request to the distributor within the time limits stipulated in Article 12.2.3.2.

**Coût du transport pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2019**  
**découlant de modifications tarifaires de TCPL au 1<sup>er</sup> février 2019**

No de ligne	Description	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	Dossier tarifaire 2018-2019 avant modifications tarifaires		Application des nouveaux tarifs à toute l'année				Application des nouveaux tarifs de TCPL			
			Coût moyen ¢/m <sup>3</sup>	Coûts (000\$)	Coût annualisé		Modification annualisée		Coût effectif		Modification effective	
					Coût moyen ¢/m <sup>3</sup>	Coûts (000\$)	Coût moyen ¢/m <sup>3</sup>	Coûts (000\$)	Coût moyen ¢/m <sup>3</sup>	Coûts (000\$)	Coût moyen ¢/m <sup>3</sup>	Coûts (000\$)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)		
1	<b>TRANSPORT</b>		(3)/(1)	(3)	(5)/(1)	(5)	(7)/(1)	(5)-(3)	(9)/(1)	(9)	(11)/(1)	(9)-(3)
2	<b>Transport LH</b>											
3	- Service ferme - Tarif TCPL	818 818	7,7788	63 694 \$	6,3673	52 137 \$	(1,4115)	(11 557) \$	6,8424	56 026 \$	(0,9364)	(7 668) \$
4	- Fuel de compression LH	-	-	2 650 \$	-	2 650 \$	-	- \$	-	2 650 \$	-	- \$
5	- Service ferme - Marché secondaire	74 125	10,9881	8 145 \$	10,9881	8 145 \$	-	- \$	10,9881	8 145 \$	-	- \$
6	- Frais de livraison à Empress	-	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$
7	- Coût du transport sur les achats de gaz naturel à Empress	-	-	(34 123) \$	-	(34 123) \$	-	- \$	-	(34 123) \$	-	- \$
8	- Transport - Champion Pipeline	-	-	4 237 \$	-	4 237 \$	-	- \$	-	4 237 \$	-	- \$
9		892 943	4,9951	44 603 \$	3,7008	33 046 \$	(1,2943)	(11 557) \$	4,1364	36 936 \$	(0,8587)	(7 668) \$
10	<b>Transport SH</b>											
11	- Service ferme - SH Dawn	-	-	30 043 \$	-	23 606 \$	-	(6 437) \$	-	25 772 \$	-	(4 271) \$
12	- Service ferme - SH Parkway	-	-	112 049 \$	-	88 575 \$	-	(23 474) \$	-	96 406 \$	-	(15 643) \$
13	- Volumes pour les achats à Dawn	1 349 452	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$
14	- Volumes livrés par les clients à Dawn	3 737 299	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$
15		5 086 751	2,7934	142 092 \$	2,2054	112 181 \$	(0,5880)	(29 911) \$	2,4019	122 178 \$	(0,3915)	(19 914) \$
16	<b>Transport en franchise</b>											
17	- Coût du transport sur les achats de gaz naturel en franchise	3 650	3,1326	114 \$	2,4810	91 \$	(0,6516)	(24) \$	2,7025	99 \$	(0,4301)	(16) \$
18	- Coût du transport sur les achats de GNR en franchise	9 369	3,1860	299 \$	3,1860	299 \$	-	- \$	3,1860	299 \$	-	- \$
19		13 019	3,1710	413 \$	2,9884	389 \$	(0,1827)	(24) \$	3,0504	397 \$	(0,1206)	(16) \$
20	<b>Autres capacités de transport</b>											
21	- Gaz d'appoint concurrence	33 000	0,7578	250 \$	0,7578	250 \$	-	- \$	0,7578	250 \$	-	- \$
22		33 000	0,7578	250 \$	0,7578	250 \$	-	- \$	0,7578	250 \$	-	- \$
23	<b>Variation d'inventaire</b>											
24	- Solde de début valorisé au Transport	183 288	2,9245	5 360 \$	2,2729	4 166 \$	(0,6516)	(1 194) \$	2,9245	5 360 \$	-	- \$
25	- Solde de fin valorisé au Transport	(183 037)	2,9245	(5 353) \$	2,2729	(4 160) \$	(0,6516)	1 193 \$	2,2757	(4 165) \$	(0,6487)	1 187 \$
26	- Solde de début non valorisé au Transport	224 993	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$
27	- Solde de fin non valorisé au Transport	(224 993)	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$
28		251	-	7 \$	-	6 \$	-	(2) \$	-	1 195 \$	-	1 187 \$
29	<b>Optimisation du transport</b>											
30	- Revenus de la vente du FTLH non utilisé	-	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$
31	- Coûts de la vente du FTLH non utilisé	-	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$
32	- Revenus de la vente de FTLH <i>a priori</i>	-	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$
33	- Coûts de la vente de FTLH <i>a priori</i>	-	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$
34	- Transfert du gain (perte) sur les ventes de transport excédentaire	-	-	358 \$	-	358 \$	-	- \$	-	358 \$	-	- \$
35		-	-	358 \$	-	358 \$	-	- \$	-	358 \$	-	- \$
36	<b>Autres frais</b>											
37	- Gaz utilisé dans les opérations	(84 988)	2,9245	(2 485) \$	2,2732	(1 932) \$	(0,6516)	554 \$	2,6025	(2 212) \$	(0,3219)	274 \$
38	- Gaz perdu	(33 555)	2,9245	(981) \$	2,2729	(763) \$	(0,6516)	219 \$	2,5394	(852) \$	(0,3851)	129 \$
39	- Ajustements d'inventaire	-	-	2 527 \$	-	2 527 \$	-	- \$	-	1 659 \$	-	(868) \$
40	- Transfert du coût de la Marge excédentaire au transport (D-2017-094)	-	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$
41		5 907 421	3,1619	186 785 \$	2,4725	146 063 \$	(0,6893)	(40 721) \$	2,7069	159 910 \$	(0,4549)	(26 875) \$
42	Transporté par le client	79 499	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$	-	- \$
43	<b>Transport pour la daQ (T)</b>	<b>5 986 921</b>		<b>186 785 \$</b>		<b>146 063 \$</b>		<b>(40 721) \$</b>		<b>159 910 \$</b>		<b>(26 875) \$</b>

**CALCUL DES PRIX DE TRANSPORT  
BUDGET 2018-2019**

<b>Prix Transport au 1<sup>er</sup> octobre 2018</b>				<b>Références</b>	
<b>Description</b>	<b>Volumes</b>	<b>Coûts</b>	<b>Tarif</b>	<b>Volumes</b>	<b>Coûts</b>
(1)	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (2)	000 \$ (3)	¢/m <sup>3</sup> (4)	(5)	(6)
1 Coûts totaux de transport	5 907 425	136 821	2,316	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.17 + l.18 + l.19	Annexe A, c. 5, l. 43 + R-4018-2017, GM-N, Doc.1, p.1, l.7
2 moins Revenus OMA - T		(358)			R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.20
3 moins Ajustement d'inventaire (variation prix CTI)		(2 527)			R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.24
4 moins Gaz d'appoint	(33 000)	(250)		R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.19	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.19
<b>5 Coûts T pour établir prix T</b>	<b>5 874 425</b>	<b>133 686</b>	<b>2,276</b>		
Répartis comme suit:					
6 a) Coûts de transport (service d'Énergir)					<b>Tarif:</b>
7 Zone Sud - Prime M12+SH-Parkway/GMI	5 710 218	122 529	2,146	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.18	Annexe C, c. 4, l. 3
8 Zone Sud - Compression	5 710 218	10 150	0,178		Annexe C, c. 4, l. 2
9 Zone Nord - Prime M12+SH-Parkway/GMI	164 207	3 047	1,855	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.17	Annexe C, c. 4, l. 10
10 Zone Nord - Compression	164 207	264	0,161		Annexe C, c. 4, l. 9
11 b) Amortissements frais reportés et actifs intangibles	5 874 425	-9 242	-0,157	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.17 + l.18	R-4018-2017, GM-N, Doc.1, p.1, l.7
12 c) Coûts CHAMPION	164 207	4 237	2,580	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.17	R-4018-2017, GM-N, Doc.8, p.1, l.7
13 d) Autres coûts	5 874 425	-2 534	-0,043	Ligne 5	Lignes 5 - 7 - 8 - 9 - 10 - 11 - 12 - 14 - 15
14 e) Maintien des capacités FTLH	5 913 860	5 235	0,089	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.17 + l.18 + l.21 - l.4 - autres volmes <sup>(1)</sup>	Annexe C, c. 5, l. 15
15 f) Marge excédentaire	5 953 924	0	0,000	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.17 + l.18 + l.21 + l.22	Annexe A, c. 5, l. 40
<b>16 Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> octobre 2018</b>					
17 Zone Sud	5 710 218		<b>2,212</b>	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.18	Lignes 7 + 8 + 11 + 13 + 14 + 15
18 Zone Nord	164 207		<b>4,485</b>	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.17	Lignes 9 + 10 + 11 + 12 + 13 + 14 + 15
<b>19 Prix T du client au 1<sup>er</sup> octobre 2018</b>					
20 Zone Sud	79 499		<b>0,089</b>	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.21 + l.22	Lignes 14 + 15
21 Zone Nord	0		<b>2,669</b>		Lignes 12 + 14 + 15
<b>Cavalier du client de GNR produit sur le territoire du distributeur et biogaz en réseau dédié au 1<sup>er</sup> octobre 2018</b>					
22	40 064		<b>-0,089</b>	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l. 4 + l.22 + autres volumes <sup>(1)</sup>	Moins ligne 14
<b>23 Application de la décision D-2017-094</b>					
24 Prix T du distributeur pour la zone Nord (ligne 17)	164 207		<b>2,212</b>	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.17	
25 Écart zone Nord vs zone Sud (lignes 24 - 18)	164 207		<b>-3 733</b>	R-4018-2017, GM-N, Doc.7, l.17	

<sup>(1)</sup> Le volume est également réduit des volumes de client en achat direct avec transfert de propriété contractant du GNR produit en franchise (960 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>). Ces volumes sont intégrés à la ligne 3 de la pièce R-4018-2017, GM-N, Document 7.

**CALCUL DU COÛT DU MAINTIEN DES CAPACITÉS 85 000 GJ/jour FTLH  
Budget 2018/2019**

	<b>Empress - GMIT EDA</b>		<b>Dawn - GMIT EDA</b>		<b>Différence</b>
	(1)	(2)	(3)	(4)	
<b>Portion GMIT EDA</b>					
1 Fourniture (¢/m <sup>3</sup> )		8,225		11,961	
2 Compression (¢/m <sup>3</sup> )	3,63%	0,298	1,49%	0,178	
3 Transport (¢/m <sup>3</sup> )		6,581		2,146	
4 Coût unitaire (¢/m <sup>3</sup> )		15,104		14,285	0,820
5 Capacité minimale (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)					1 927
6 Nombre de jours					365
7 <b>Coût GMIT EDA (000 \$)</b>					<b>5 764</b>
<b>Portion GMIT NDA</b>					
8 Fourniture (¢/m <sup>3</sup> )		8,225		11,961	
9 Compression (¢/m <sup>3</sup> )	2,77%	0,228	1,35%	0,161	
10 Transport (¢/m <sup>3</sup> )		5,067		1,855	
11 Coût unitaire (¢/m <sup>3</sup> )		13,520		13,977	-0,458
12 Capacité minimale (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)					317
13 Nombre de jours					365
14 <b>Coût GMIT NDA (000 \$)</b>					<b>-529</b>
15 <b>Coût de maintien de capacité minimale (000 \$)</b>					<b>5 235</b>