

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2017-134

R-3867-2013

13 décembre 2017

Phase 1

---

**PRÉSENTS :**

Marc Turgeon  
Louise Pelletier  
Régisseurs

---

**Société en commandite Énergir**  
Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision finale – Conformité d'application de la décision D-2017-063 en suivi de la décision D-2016-100 relative à l'étude d'allocation du coût de service**

*Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro*



**Intervenants :**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);**

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

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);**

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);**

**TransCanada Energy Ltd. (TCE);**

**Union des consommateurs (UC);**

**Union des municipalités du Québec (UMQ).**

## 1. DEMANDE

[1] Le 15 novembre 2013, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro.

[2] Le 30 janvier 2014, la Régie rend sa décision D-2014-011<sup>1</sup> par laquelle elle se prononce sur la reconnaissance des intervenants et sur le déroulement procédural du dossier. Elle scinde l'examen du dossier en deux phases : la phase 1, portant sur l'ensemble des méthodes d'allocation des coûts, et la phase 2, portant sur la structure tarifaire, l'interfinancement et la stratégie tarifaire du service de distribution.

[3] L'audience relative à la phase 1 se déroule du 13 au 17 avril 2015.

[4] Le 28 avril 2016, Gaz Métro dépose une demande relative à la phase 2 du dossier. Elle y propose de le scinder finalement en quatre phases et de traiter, dans le cadre de la phase 2, de la révision des services de fourniture, de transport et d'équilibrage ainsi que de l'offre de service interruptible. Elle propose également de traiter en phase 3 de la fixation des coûts marginaux de prestation de service de long terme.

[5] Le 23 juin 2016, la Régie rend sa décision D-2016-100<sup>2</sup> relative à la phase 1 (la Décision), par laquelle elle ordonne notamment au Distributeur de mettre à jour l'étude d'allocation du coût de service de distribution (l'Étude) pour tenir compte de la Décision. Elle demande au Distributeur, notamment, de déposer les résultats de cette mise à jour au plus tard le 21 octobre 2016 afin que la Régie puisse juger de sa conformité d'application aux dispositions de la Décision<sup>3</sup>.

[6] Le 21 octobre 2016, Gaz Métro dépose les documents requis par la Régie dans la Décision. Elle dépose également une demande intitulée « 2<sup>e</sup> demande réamendée relative à la phase 1 du dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro » (la 2<sup>e</sup> Demande réamendée).

---

<sup>1</sup> Décision [D-2014-011](#).

<sup>2</sup> Décision [D-2016-100](#).

<sup>3</sup> Décision [D-2016-100](#), p. 171 et 172.

[7] Le 2 novembre 2016, dans le cadre de la phase 1, la Régie tient une rencontre préparatoire portant sur la nature de la 2<sup>e</sup> Demande réamendée et sur le traitement à y donner, le cas échéant.

[8] Le 17 novembre 2016, la Régie rend sa décision D-2016-178<sup>4</sup> par laquelle elle se prononce sur la procédure retenue pour la suite du traitement de la phase 1 conséquemment au dépôt de la 2<sup>e</sup> Demande réamendée. Elle mentionne, notamment, qu'elle doit s'assurer que les informations déposées par le Distributeur, le 21 octobre 2016, sont conformes aux dispositions de la Décision avant de se prononcer sur la 2<sup>e</sup> Demande réamendée.

[9] Les 18 et 20 janvier 2017, Gaz Métro dépose l'ensemble des réponses aux demandes de renseignements (DDR) n<sup>os</sup> 4 et 6 de la Régie portant sur l'examen de la conformité de la preuve déposée le 21 octobre 2016, en suivi de la Décision.

[10] Le 16 février 2017, la Régie tient une séance de travail avec Gaz Métro afin de clarifier certains éléments de l'Étude, à la suite des réponses obtenues à la DDR n<sup>o</sup> 4.

[11] Le 22 juin 2017, la Régie rend sa décision D-2017-063<sup>5</sup>, décision partielle sur la conformité de la mise à jour de l'Étude déposée par le Distributeur le 21 octobre 2016. Dans cette décision, elle ordonne au Distributeur de modifier l'application de certains éléments de la mise à jour de l'Étude.

[12] Le 31 août 2017, le Distributeur dépose une 3<sup>e</sup> demande réamendée. Il dépose également une seconde mise à jour de l'Étude afin de respecter les ordonnances rendues par la Régie dans la décision D-2017-063, en suivi de la décision D-2016-100.

[13] Enfin, le 18 octobre 2017, le Distributeur dépose une version révisée de la seconde mise à jour de l'Étude.

[14] Par ailleurs, le 11 décembre 2017, Gaz Métro informe la Régie qu'à compter du 29 novembre dernier, Société en commandite Gaz Métro a modifié sa dénomination sociale, en français et en anglais, pour Énergir s.e.c.

---

<sup>4</sup> Décision [D-2016-178](#).

<sup>5</sup> Décision [D-2017-063](#).

[15] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la conformité de la mise à jour de l'Étude déposée par Énergir (ou le Distributeur) le 18 octobre 2017 tel que demandé dans la décision D-2017-063, en suivi de la décision D-2016-100.

[16] Le régisseur Laurent Pilotto étant empêché d'agir, la présente décision est rendue par les deux autres régisseurs, conformément à l'article 17 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>6</sup>.

## 2. ÉLÉMENTS DE CONFORMITÉ

[17] Dans sa décision D-2017-063, la Régie présente en annexe l'ensemble des éléments conformes à la Décision, précise les modifications qui doivent être apportées aux éléments non-conformes, et modifie d'autres éléments. Les éléments nécessitant une modification sont énumérés ci-dessous :

- utiliser une approche régionale pour l'allocation des conduites principales;
- appliquer la méthode « Interface BDI-BDC »<sup>7</sup> pour la sous-fonctionnalisation des conduites d'alimentation et de distribution;
- déposer le détail du facteur CAU (capacité attribuée et utilisée) et les hypothèses retenues pour les clients interruptibles et en combinaison tarifaire;
- utiliser huit régions pour la répartition des conduites principales;
- ajuster le facteur d'allocation des dépenses d'exploitation – Approvisionnements gaziers, rubrique « Contrats et administration » (le facteur APPRO);
- présenter la mesure de l'interfinancement selon les deux modes d'allocation, soit selon les facteurs REVNETD et BASETARD;
- mettre à jour l'index des facteurs d'allocation des coûts pour tenir compte des décisions rendues dans le cadre de la phase 1;
- présenter un échéancier des actions à mettre en place pour la constitution d'une base de données contenant les caractéristiques de la BDI relatives aux conduites principales, auxquelles s'ajouteraient les coûts de construction de ces conduites.

---

<sup>6</sup> [RLRQ, c. R-6.01.](#)

<sup>7</sup> BDI-BDC : Base de données de l'ingénierie- Base de données comptables

[18] Le Distributeur fournit des explications sur les modifications apportées à l'Étude afin de se conformer à la décision D-2017-063.

[19] Relativement à la méthode de sous-fonctionnalisation des conduites d'alimentation et de distribution, Énergir a procédé selon la méthode énoncée par la Régie dans sa décision D-2017-063, la méthode « Interface BDI-BDC ». Elle présente le détail des calculs de l'application de cette méthode et ses résultats.

[20] Le Distributeur a également calculé un facteur CAU pour chacune des régions. La valeur des conduites de transmission de chacune des régions a été répartie au prorata de la somme des CAU régionales pour les régions bénéficiant de ce réseau de transmission. Le calcul des CAU régionales est présenté dans le fichier Excel de l'Étude.

[21] Énergir a aussi procédé à la subdivision de la région de Montréal en trois régions distinctes, portant à huit le nombre total de régions.

[22] Tel que requis par la décision D-2017-063, le Distributeur a modifié le facteur APPRO et utilise une méthodologie basée sur le nombre de contrats de fourniture afin d'allouer les coûts de la rubrique « Contrats et administration » associés aux « Approvisionnements gaziers ». **La Régie approuve le facteur APPRO.**

[23] Énergir présente, dans le fichier Excel de l'Étude, la mesure de l'interfinancement selon les deux modes d'allocation, soit selon les facteurs d'allocation REVNETD et BASETARD.

[24] Enfin, Énergir met à jour l'index des facteurs d'allocation des coûts pour tenir compte des décisions rendues dans le cadre de la phase 1<sup>8</sup>.

[25] **Après avoir pris connaissance des pièces déposées le 18 octobre 2017, la Régie juge que les éléments de cette mise à jour sont conformes à la décision D-2017-063, en suivi de la décision D-2016-100.**

---

<sup>8</sup> Pièce [B-0336](#).

[26] Finalement, le Distributeur dépose un échéancier des actions à mettre en place pour la constitution d'une base de données contenant les caractéristiques de la base de données de l'ingénierie relatives aux conduites principales, auxquelles s'ajouteraient les coûts de construction de ces conduites.<sup>9</sup>

[27] Il indique que cet échéancier se déploie en trois volets. Le premier volet sera réalisé durant l'année financière 2018 et visera la révision des besoins des différents utilisateurs de l'information de la BDC. Une évaluation de la faisabilité technique sera également effectuée lors de ce volet, afin de s'assurer de la disponibilité des intrants sous la forme voulue.

[28] Le deuxième volet visera l'évaluation des options possibles pour la constitution de la base de données. À la fin de ce volet, un document sera remis à la Régie présentant les options possibles ainsi qu'une évaluation de leurs coûts. Ce volet sera réalisé durant l'année financière 2019.

[29] Le troisième volet concernera le développement informatique de la solution retenue ainsi que sa mise en œuvre. Le Distributeur précise qu'il est actuellement impossible d'effectuer un échéancier pour ce volet puisqu'il sera dépendant de la solution retenue, qui est inconnue aujourd'hui. Par ailleurs, il soumet qu'un nouvel échéancier pour ce volet sera fourni en temps opportun.

[30] **La Régie prend acte de l'échéancier proposé.**

[31] **Pour ces motifs,**

**La Régie de l'énergie :**

**APPROUVE** le facteur APPRO;

---

<sup>9</sup> Pièce [B-0337](#), p. 17 à 19.

**JUGE CONFORME** à la décision D-2017-063, en suivi de la décision D-2016-100, la mise à jour de l'Étude déposée par le Distributeur le 18 octobre 2017;

**PREND ACTE** de l'échéancier proposé des actions à mettre en place pour la constitution d'une base de données contenant les caractéristiques de la base de données de l'ingénierie relatives aux conduites principales, auxquelles s'ajouteraient les coûts de construction de ces conduites.

Marc Turgeon  
Régisseur

Louise Pelletier  
Régisseur

**Représentants :**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M<sup>e</sup> Guy Sarault;**

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;**

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler;**

**Énergir représentée par M<sup>e</sup> Hugo Sigouin-Plasse;**

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;**

**TransCanada Energy Ltd. (TCE) représentée par M<sup>e</sup> Pierre D. Grenier;**

**Union des consommateurs (UC) représentée par M<sup>e</sup> Hélène Sicard;**

**Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>e</sup> Raphaël Lescop.**