

REFONTE DES SERVICES DE FOURNITURE,  
DE TRANSPORT ET D'ÉQUILIBRAGE  
PHASE 2B, VOLET 2

## TABLE DES MATIÈRES

<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>4</b>
<b>1 TARIFICATION AU SERVICE DE FOURNITURE .....</b>	<b>5</b>
1.1 Frais de migration au service de fourniture .....	5
1.2 Service de fourniture avec transfert de propriété .....	6
1.2.1 Analyse avantage/coût du service de fourniture avec transfert de propriété.....	6
<b>2 TARIFICATION AU SERVICE DE TRANSPORT .....</b>	<b>8</b>
2.1 Préavis d'entrée et de sortie en transport .....	9
2.2 Règles actuelles à l'entrée .....	12
2.3 Règles proposées à l'entrée.....	13
2.4 Règles actuelles à la sortie .....	15
2.5 Règles proposées à la sortie.....	15
2.5.1 Cession de capacités à la sortie .....	16
2.6 OMA en transport.....	18
2.6.1 Règles actuelles concernant les OMA .....	18
2.6.2 Règles proposées concernant les OMA .....	21
<b>3 TARIFICATION AU SERVICE D'ÉQUILIBRAGE .....</b>	<b>25</b>
3.1 Tarif d'équilibrage proposé.....	25
3.2 Composante de prix en fonction du coefficient d'utilisation.....	26
3.3 Composante de prix en fonction du volume consommé .....	28
3.4 Cumul des composantes de prix .....	28
3.5 Autres éléments à réviser.....	28
3.5.1 Période de calcul des paramètres .....	28
3.5.2 Évaluation de la pointe pour les clients en lecture mensuelle .....	29
3.5.3 Prix minimum et maximum.....	30
3.5.4 Seuil d'accès au prix personnalisé.....	33
3.5.5 Transposition des volumes pour les clients en achat direct .....	34
3.6 Établissement des tarifs .....	38
3.6.1 Résultats du calcul des tarifs proposés par client.....	42
<b>4 TARIFICATION DES COÛTS D'AJUSTEMENTS RELIÉS AUX INVENTAIRES .....</b>	<b>45</b>

<b>5 INTERFINANCEMENT .....</b>	<b>46</b>
<b>6 MESURE TRANSITOIRE POUR LES CLIENTS AU TARIF D<sub>5</sub>.....</b>	<b>50</b>
<b>7 MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF .....</b>	<b>53</b>
<b>8 DÉLAIS ADMINISTRATIFS .....</b>	<b>61</b>
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>62</b>

**Annexe 1 : Analyse de sensibilité prix**

**Annexe 2 : Analyse de sensibilité et balisage en lien avec les règles  
proposées au service du transport**

**Annexe 3 : Tarifs d'équilibrage actuels et proposés pour différents profils  
de livraison**

**Annexe 4 : Suivis de la décision D-2016-126**

**Annexe 5 : Étude d'allocation des coûts – méthodes actuelles**

**Annexe 6 : Étude d'allocation des coûts – méthodes proposées**

## INTRODUCTION

1 Dans les pièces Gaz Métro-5, Document 12 et Gaz Métro-5, Document 13, Énergir, s.e.c.  
2 (Énergir) a traité les sujets du volet 1 de la phase 2B du dossier générique portant sur l'allocation  
3 des coûts et la structure tarifaire d'Énergir, identifiés par la Régie de l'énergie (la Régie) dans la  
4 décision D-2020-006 :

5 « [78] En conséquence, la Régie procédera à l'examen des sujets de la phase 2B selon la  
6 répartition suivante :

- 7 • Volet 1 :
- 8 ○ fonctionnalisation et allocation des coûts des services de fourniture, de transport,  
9 d'équilibrage et de la flexibilité opérationnelle, incluant les livraisons uniformes;
  - 10 ○ refonte de l'offre de service interruptible, incluant les questions relatives aux  
11 conditions de service et tarifs de cette refonte.
- 12 • Volet 2 :
- 13 ○ conditions de service et tarifs relatifs aux services de fourniture, de transport,  
14 d'équilibrage et de la flexibilité opérationnelle, incluant les livraisons uniformes, le  
15 niveau d'interfinancement de ces services ainsi que le service de fourniture avec  
16 transfert de propriété. »

17 Le présent document constitue la suite des pièces Gaz Métro-5, Document 12 et Gaz Métro-5,  
18 Document 13. Il traite des sujets du volet 2 susmentionnés et explique les modifications à  
19 effectuer aux tarifs de fourniture, de transport et d'équilibrage, lesquelles permettent de mettre en  
20 application les principes de causalité des coûts et la méthode de fonctionnalisation par étapes  
21 retenus dans le volet 1. Le document reprend l'ensemble des demandes d'Énergir déposées dans  
22 les pièces B-0133, B-0136 et B-0485, à l'exception de sa proposition entourant le multiplicateur.  
23 Lorsque la proposition diffère de ce qui avait été présenté par le passé, le lecteur est alerté et  
24 une explication du changement lui est fournie.

25 Les changements proposés dans les tarifs comprennent, notamment, l'abolition des frais de  
26 migration au service de fourniture, des modifications aux préavis d'entrée, aux préavis de sortie  
27 et aux obligations minimales annuelles en transport, ainsi qu'une refonte de la paramétrisation du  
28 tarif d'équilibrage. Enfin, les changements à apporter au texte des *Conditions de service et Tarif*  
29 (CST) pour refléter les modifications proposées sont abordés service par service.

## 1 TARIFICATION AU SERVICE DE FOURNITURE

### 1.1 FRAIS DE MIGRATION AU SERVICE DE FOURNITURE

1 Présentement, des frais de migration sont prévus aux CST pour tout client désirant utiliser le  
 2 service de fourniture du distributeur ou s'en retirer sans respecter les préavis d'entrée ou de sortie  
 3 de six mois (article 11.1.2.3). Les frais de migration ont été introduits lors de la Cause  
 4 tarifaire 2007 :

5 « [...] [Énergir] mentionnait alors que lorsque le prix du gaz naturel du distributeur est inférieur à  
 6 celui du marché, les clients en Achat direct pouvaient être fortement tentés de migrer vers le service  
 7 de fourniture du distributeur. Or, cette migration des clients pouvait résulter en une hausse requise  
 8 du niveau d'achat de fourniture et, conséquemment, entraîner une modification du niveau de  
 9 protection offert par les dérivés financiers. »<sup>1</sup>

10 À cette époque, les frais de migration étaient calculés en divisant l'effet projeté des prix protégés  
 11 par les dérivés financiers pour les 12 prochains mois par la quantité projetée d'achats de gaz  
 12 pour cette même période. Le résultat était ensuite appliqué sur  $\frac{6}{12}$  de la consommation annuelle  
 13 historique normalisée du client.

14 À la suite de la décision D-2014-077, des modifications ont été apportées à la détermination des  
 15 frais de migration. Ainsi, les frais de migration incluent désormais une portion correspondant à  
 16 l'écart de coût cumulatif projeté, calculé à la section « Frais reportés du service de fourniture de  
 17 gaz » du calcul mensuel du coût du service de fourniture. De plus, ces frais de migration sont  
 18 maintenant facturés sur l'ensemble du volume annuel projeté du client migrant, plutôt que sur  $\frac{6}{12}$   
 19 de la consommation comme c'était le cas auparavant. La formule suivante illustre le calcul :

$$20 \left\{ \frac{[(\text{Effet prévu de l'ensemble des dérivés financiers}) + (\text{écart de coût})]}{\text{Volume annuel d'achat prévu en gaz de réseau}} \right\} \times \text{Volume annuel projeté}$$

21 En plus d'approuver la nouvelle méthodologie de calcul des frais de migration, la Régie mettait  
 22 fin au programme de dérivés financiers. La portion gauche du numérateur portant sur l'effet prévu  
 23 des dérivés financiers n'a donc plus d'effet sur le calcul des frais de migration.

24 Dans la méthode de calcul actuelle, il ne demeure alors que l'impact de la composante « écart  
 25 de coût » dans les frais de migration. Chaque mois, l'écart de coût cumule la différence entre le

<sup>1</sup> R-3837-2013, B-0093, Gaz Métro-6, Document 3.

1 prix payé par Énergir pour le gaz naturel qu'elle acquiert (coût d'acquisition) et le prix projeté sur  
2 une période de 12 mois (prix facturé). Cet écart de coût est donc remis à la clientèle ou récupéré  
3 de la clientèle via le tarif de fourniture. Cependant, l'écart de coût contient des coûts liés à la  
4 saisonnalité, jusqu'au transfert de ces coûts vers l'équilibrage qui s'effectue une fois par année.  
5 De plus, entre le moment où le coût de saisonnalité est constaté et le moment où le transfert du  
6 coût est approuvé, plusieurs mois du nouveau dossier tarifaire s'écoulent pendant lesquels des  
7 coûts saisonniers peuvent s'accumuler dans le compte d'écart de coût. Par conséquent, le  
8 compte d'écart de coût contient en tout temps des coûts liés à la saisonnalité. Comme ces coûts  
9 sont tarifés ultérieurement à l'ensemble de la clientèle via le service d'équilibrage, peu importe  
10 que cette clientèle soit au service de fourniture d'Énergir ou non, tarifier ces coûts en frais de  
11 migration puis en coûts d'équilibrage constitue de la double facturation.

12 C'est pourquoi Énergir propose d'éliminer les frais de migration. Des préavis d'entrée et de sortie  
13 de 60 jours seraient tout de même fixés afin de couvrir les délais administratifs.

## **1.2 SERVICE DE FOURNITURE AVEC TRANSFERT DE PROPRIÉTÉ**

14 Dans la décision D-2016-126, la Régie demandait à Énergir d'analyser l'utilité de conserver le  
15 service de fourniture avec transfert de propriété.

16 Le service de fourniture avec transfert de propriété est offert par Énergir depuis 1985, à la suite  
17 de la déréglementation de la fourniture. Le service de fourniture avec transfert de propriété est  
18 une alternative au service de fourniture sans transfert de propriété pour les clients qui désirent  
19 fournir leur propre gaz naturel.

### **1.2.1 Analyse avantage/coût du service de fourniture avec transfert de propriété**

#### Coûts du service de fourniture avec transfert de propriété

20 Un client qui s'engage à fournir son gaz naturel avec transfert de propriété remet celui-ci  
21 à Énergir au point de livraison convenu, et en contrepartie de la prise de possession, le  
22 distributeur remet un montant relatif à la quantité livrée, au prix du service de gaz de  
23 réseau en vigueur. Puis, pour ses retraits mesurés à ses installations, le client paie à  
24 Énergir un montant relatif à la quantité consommée, au prix du service de gaz de réseau  
25 en vigueur. Dès qu'un client livre de manière uniforme la quantité qu'il consomme durant  
26 l'année, mais consomme davantage (ou moins) durant certains mois, il en résulte un écart

1           entre le montant déboursé au moment de la livraison du client et le montant facturé au  
2           moment de la consommation, si les prix du gaz de réseau sont différents. Des écarts de  
3           coûts de même nature sont également observés pour les clients au service de fourniture  
4           d'Énergir puisque le prix du gaz de réseau des 12 mois d'une année n'est pas égal à la  
5           moyenne uniforme du prix réel d'acquisition, soit le coût fonctionnalisé au service de  
6           fourniture. Dans les deux cas, il s'agit d'écarts qui tendent vers zéro lorsque les prix de  
7           fourniture sont stables à long terme et sont liés à la variabilité du prix mensuel.

8           Par comparaison, Énergir ne procède pas au rachat de la molécule lorsqu'il est question  
9           du service de fourniture sans transfert de propriété. En conservant un profil de livraison  
10          uniforme, ces clients ne génèrent pas d'écart de coûts équivalant aux écarts générés par  
11          les clients en service de fourniture avec transfert de propriété.

12          Sous l'hypothèse de stabilité du prix à long terme, Énergir considère donc que le service  
13          de fourniture avec transfert de propriété ne crée aucun préjudice ni à la clientèle en gaz  
14          de réseau ni à la clientèle au service de fourniture sans transfert de propriété.

#### Avantages du service de fourniture avec transfert de propriété

15          Tout d'abord, le client au service de fourniture avec transfert de propriété qui connaît un  
16          déséquilibre volumétrique en cours d'année s'expose à un règlement financier de fin  
17          d'année moins important. En effet, si le client livre une quantité inférieure (supérieure) à  
18          sa consommation, il aura déjà payé au prix du gaz de réseau les unités retirées excédant  
19          (déficitaires à) sa livraison. Dépendamment du prix du marché, un ajustement de fin  
20          d'année pourrait s'appliquer. Le service avec transfert mitige donc le risque associé au  
21          règlement financier de fin d'année.

22          Deuxièmement, la livraison uniforme peut s'avérer contraignante pour un client qui désire  
23          s'approvisionner directement auprès d'un fournisseur de gaz naturel. En effet, l'exigence  
24          de livraison uniforme force le client à acquérir du gaz naturel plusieurs mois avant qu'il ne  
25          le consomme. Comme le service de fourniture avec transfert de propriété prévoit  
26          qu'Énergir achète le gaz naturel livré à un prix équivalent à celui du gaz de réseau, ceci  
27          permet à un client de bénéficier d'un approvisionnement auprès du fournisseur de son  
28          choix, indépendamment de l'état de son crédit. Il est à noter que cette mécanique qui fait  
29          assumer le coût de financement d'achat de fourniture uniforme ne se fait pas au détriment

1 de la clientèle en gaz de réseau. En effet, les clients en gaz de réseau bénéficient d'une  
 2 mécanique équivalente puisque le tarif est basé sur un achat uniforme, après  
 3 fonctionnalisation, et les clients ne déboursent qu'au moment de la consommation.

4 Enfin, la décision D-2017-041 a fait en sorte que le service de fourniture avec transfert de  
 5 propriété a été retenu comme condition pour que soit appliquée la combinaison de service  
 6 des clients qui consomment du gaz naturel renouvelable (GNR) et du gaz de réseau<sup>2</sup>.

7 Pour l'ensemble des avantages discutés et puisque ce service est essentiel au bon  
 8 fonctionnement de la combinaison de service GNR, d'autant plus que le service de  
 9 fourniture avec transfert ne nuit pas à la clientèle au service de fourniture d'Énergir, il est  
 10 tout à fait pertinent de conserver ce service.

## 2 TARIFICATION AU SERVICE DE TRANSPORT

11 Le tarif de transport est construit de manière assez directe, puisque le taux unitaire de transport  
 12 ne varie pas en fonction du profil de consommation, saisonnier ou non, d'un client. En effet, il est  
 13 dérivé des coûts totaux de transport obtenus à l'étape préalable de fonctionnalisation des coûts  
 14 et des volumes prévus de la Cause tarifaire 2020-2021. Le tarif déposé et établi selon la méthode  
 15 de fonctionnalisation en vigueur est de 2,331 ¢/m<sup>33</sup>. À titre illustratif, le tarif de transport au service  
 16 du distributeur pour l'année tarifaire 2020-2021 aurait été établi comme suit, selon la méthode de  
 17 fonctionnalisation proposée dans le volet 1 de la phase 2B du présent dossier<sup>4</sup> :

$$18 \quad \text{Prix de base du transport} = \frac{\text{Revenu requis en transport}}{\text{Volumes de transport}} = \frac{143\,445\text{ k}\$^5}{6\,065\text{ Mm}^3^6} = 2,359\text{ ¢/m}^3$$

---

<sup>2</sup> R-3987-2016, B-0069, Gaz Métro-2, Document 1, section 4.2.

<sup>3</sup> R-4119-2020, B-0082, Énergir-Q, Document 3, ligne 16, colonne 4.

<sup>4</sup> Gaz Métro-5, Document 12, section 5.

<sup>5</sup> Gaz Métro-5, Document 12, section 5.5, ligne 8, colonne 3 du tableau 21.

<sup>6</sup> L'écart entre le volume de transport présenté de 6 065 Mm<sup>3</sup> et celui qui paraît à la Cause tarifaire 2020-2021 de 6 055 Mm<sup>3</sup> (R-4119-2020, B-0082, Énergir-Q, Document 3, l. 16, col. 2) constitue l'ajout de volumes interruptibles, dans le but de refléter l'hypothèse qui ne prévoit aucune interruption avec la nouvelle offre interruptible considérée comme un outil pour combler le besoin de pointe.



1 Par conséquent, le tarif unitaire établi selon la nouvelle méthode de fonctionnalisation est plus  
2 élevé que celui établi selon la méthode de fonctionnalisation actuelle, puisque le montant  
3 fonctionnalisé en transport est plus élevé pour un volume relativement équivalent.

4 La manière d'établir les tarifs n'est pas modifiée à proprement parler, comparativement à ce qui  
5 est fait actuellement. Toutefois, les étapes préalables à celle de l'établissement des tarifs du  
6 service de transport ont permis de découvrir que plusieurs éléments entourant les tarifs de  
7 transport nécessitaient une révision. Les sous-sections qui suivent parcourent donc les éléments  
8 tarifaires qu'Énergir propose de réviser, c'est-à-dire les modalités d'entrée et de sortie au service  
9 de transport, ainsi que les obligations minimales annuelles (OMA) de ce même service.

## **2.1 PRÉAVIS D'ENTRÉE ET DE SORTIE EN TRANSPORT**

10 Au printemps 2013, plusieurs grands clients avaient exprimé le souhait de réintégrer le service  
11 de transport d'Énergir. À ce moment, l'article 13.1.4.1<sup>7</sup> des CST portant sur les préavis d'entrée  
12 prévoyait que les clients devaient en informer Énergir par écrit au moins 60 jours à l'avance. Or,  
13 un retour des clients au service du distributeur pouvait obliger Énergir à acheter davantage  
14 d'outils de transport, provoquant ainsi un effet sur les coûts de ce service. De ce fait, l'article avait  
15 été modifié afin que l'échéance du préavis soit établie au 1<sup>er</sup> mars pour une application au plus  
16 tôt le 1<sup>er</sup> novembre suivant<sup>8</sup>. Cette échéance permettait à Énergir de tenir compte des migrations  
17 des clients dans le plan d'approvisionnement et donc de mettre en place un tarif de transport  
18 reflétant mieux les coûts.

19 Dans le cadre de la Cause tarifaire 2015<sup>9</sup>, un changement supplémentaire à l'article 13.1.4.1<sup>10</sup> en  
20 question était proposé afin de permettre à un client de revenir au service de transport, même si  
21 la date de préavis du 1<sup>er</sup> mars n'était pas respectée, lorsqu'il était possible pour Énergir de  
22 l'accepter<sup>11</sup>. L'objectif était de pouvoir accepter le retour d'un client dans le cas où cela s'avérait  
23 avantageux pour le reste de la clientèle, mais également de permettre à Énergir d'assumer son  
24 rôle de fournisseur de dernier recours. Selon le distributeur, la règle sur les préavis d'entrée au  
25 service de transport ne devait pas constituer un obstacle pour Énergir quant à son obligation de

---

<sup>7</sup> Aujourd'hui 12.1.4.1.

<sup>8</sup> R-3837-2013, B-0256, Gaz Métro-2, Document 4, section 6.1.

<sup>9</sup> R-3879-2014.

<sup>10</sup> Aujourd'hui 12.1.4.1.

<sup>11</sup> R-3879-2014, B-0421, Gaz Métro-16, Document 1, section 2.3.

1 fournir et de livrer le gaz naturel à toute personne qui le demande dans le territoire desservi par  
2 son réseau de distribution.

3 Toujours lors de la Cause tarifaire 2015, Énergir proposait des changements aux préavis de sortie  
4 du service de transport afin de s'adapter à de nouvelles règles, énumérées ci-après, de  
5 TransCanada PipeLines Limited (TCPL) :

- 6 • L'avis de renouvellement de deux ans avant l'échéance des contrats;
- 7 • Le terme de contrat de 15 ans pour les nouveaux contrats de transport entre Parkway et  
8 la franchise; et
- 9 • Le terme de 5 ans pour l'ensemble des contrats détenus sur ce tronçon à partir de la date  
10 de la mise en œuvre des nouvelles capacités.

11 L'article 13.1.4.2<sup>12</sup> des CST était alors modifié afin de demander un préavis de 60 jours pour tous  
12 les clients qui désiraient quitter le service de transport du distributeur avec cession de capacité,  
13 et afin de suspendre la clause qui permettait au client de se retirer du service du distributeur sans  
14 cession de capacité. De plus, il était proposé que la capacité de transport cédée soit celle  
15 correspondant aux outils M12 (Dawn-Parkway) et SH (Parkway-GMIT EDA/NDA) ayant la durée  
16 résiduelle le plus près possible de la durée résiduelle moyenne totale des contrats disponibles  
17 lors de la cession<sup>13</sup>.

18 Dans sa décision D-2015-181, la Régie approuvait les modifications aux CST sur les préavis  
19 d'entrée et de sortie du service de transport du distributeur. Or, elle demandait à Énergir de revoir  
20 la notion de rentabilité entourant les conditions d'entrée et de sortie, et de mettre en place un  
21 groupe de travail afin de discuter et de faire état des améliorations potentielles pouvant être  
22 apportées aux modalités en place :

23 « [73] **En ce qui a trait aux conditions d'entrée et de sortie du service de transport du**  
24 **Distributeur, la Régie demande à [Énergir] de fournir, lors du prochain dossier tarifaire, une**  
25 **analyse portant sur l'application concrète de la notion de rentabilité globale, soit pour les**  
26 **services de fourniture, transport, équilibrage et distribution, sur la durée de vie du contrat**  
27 **de transport, basée sur des critères de rentabilité, objectifs et leur application, tel que**  
28 **demandé par la FCEI. Cette rentabilité devrait être conciliée avec l'obligation de desservir**  
29 **[d'Énergir].**

---

<sup>12</sup> Aujourd'hui 12.1.4.2.

<sup>13</sup> R-3879-2014, B-0421, Gaz Métro-16, Document 1, section 2.4.

1 [74] La Régie comprend, par ailleurs, les préoccupations exprimées par l'ACIG quant aux  
2 modifications aux conditions de service de transport du Distributeur, qui empêchent les clients de  
3 se prévaloir des conditions de marché favorables.

4 [75] La Régie demande à [Énergir] de mettre en place un groupe de travail avec les  
5 représentants de toutes les catégories de ses clients afin d'évaluer les modalités relatives  
6 aux préavis d'entrée et de sortie du service de transport du Distributeur, tenant compte de  
7 l'environnement actuel. Un rapport faisant état des améliorations potentielles devra être  
8 déposé dans le prochain dossier tarifaire. »

9 Une rencontre du groupe de travail a eu lieu le 26 février 2016, lors de laquelle Énergir a présenté  
10 les nouvelles règles proposées dans cette pièce. Avant de présenter ces règles, un retour sur les  
11 positions des intervenants qui se sont prononcés à ce sujet s'impose.

#### Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

12 Dans sa preuve<sup>14</sup>, l'ACIG se dit en accord avec la proposition d'Énergir concernant le préavis  
13 d'entrée.

14 Elle considère toutefois, en ce qui a trait au préavis de sortie, que la cession obligatoire de  
15 capacité est contraire au marché déréglementé et donc qu'elle empêche les clients de se  
16 prévaloir des conditions favorables du marché.

17 L'ACIG exprime ses préoccupations aux pages 21 et 22 de la pièce ACIG-0050 du dossier  
18 R-3879-2014 :

19 « L'ACIG ne peut souscrire à cette modification qu'elle considère discriminatoire et qui est contraire  
20 aux principes d'un marché déréglementé en ce qu'elle empêche les clients de se prévaloir des  
21 conditions favorables de marché leur permettant de maintenir leur compétitivité. »

22 « L'ACIG valorise l'accès au marché secondaire qui procure de la flexibilité opérationnelle aux  
23 clients. En suspendant le droit aux clients de se prévaloir du marché secondaire, [Énergir]  
24 contrevient à l'esprit d'un marché ouvert.

25 L'ACIG s'oppose en conséquence à la modification proposée à la section 2.3.2. »

#### Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI)

26 Pour sa part, concernant le préavis d'entrée, la FCEI se dit préoccupée par la flexibilité qu'a  
27 Énergir d'accepter ou non le retour de clients ne respectant pas l'échéance du 1<sup>er</sup> mars et l'impact  
28 qu'un manque de transport peut avoir sur l'ensemble de la clientèle :

---

<sup>14</sup> R-3879-2014, ACIG-0050, page 20.

1 « Dans le présent contexte où [Énergir] n'est pas en mesure de garantir des approvisionnements  
2 suffisants pour répondre à la demande en 2016, la possibilité de fournir le service de transport ne  
3 peut être garantie et présente un niveau d'incertitude exceptionnellement élevé.

4 La FCEI considère qu'il est imprudent de la part d'[Énergir] et contraire à l'intérêt public de  
5 permettre ces migrations et transferts alors que celles-ci mettent à risque la sécurité  
6 d'approvisionnement de l'ensemble de la clientèle et que les Conditions de service et tarifs donnent  
7 à [Énergir] les outils nécessaires pour les refuser. »<sup>15</sup>

8 La FCEI ajoute également que la notion de rentabilité déjà présente dans le cas des préavis de  
9 sortie devrait être ajoutée aux préavis d'entrée et recommande que cette notion soit définie de  
10 façon plus précise :

11 « [La FCEI recommande] :

- 12 - [D]'intégrer la notion de rentabilité dans la clause 13.1.4.1 de manière à protéger les clients  
13 au service de transport du distributeur contre les arbitrages de marchés des autres clients.
- 14 - [De] s'assurer que la notion de rentabilité trouve une application concrète dans la pratique  
15 par l'imposition de frais de migration ou autre solution évitant le transfert de coût vers la  
16 clientèle du service de transport du distributeur. »<sup>16</sup>

17 Dans le cas du préavis de sortie, la FCEI ne s'oppose pas à la règle proposée par Énergir.

18 Afin de répondre aux préoccupations exprimées par les différents intervenants concernés, Énergir  
19 propose de revoir les règles de préavis d'entrée du service de transport de façon à trouver un  
20 compromis entre la protection de la clientèle et la possibilité d'offrir de la flexibilité à cette dernière.

## 2.2 RÈGLES ACTUELLES À L'ENTRÉE

21 Le préavis d'entrée actuellement prévu au texte des CST est le suivant :

### 22 « 12.1.4.1 Préavis d'entrée

23 Le client qui désire se prévaloir du service de transport du distributeur au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre  
24 doit en informer ce dernier par écrit avant le 1<sup>er</sup> mars précédent. Nonobstant le respect ou non par  
25 le client du préavis exigé au présent article, le client ne pourrait se prévaloir du service de transport  
26 du distributeur que s'il était possible pour le distributeur de le lui fournir. »

27 Ainsi, si un client désire se prévaloir du service de transport d'Énergir au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre,  
28 et qu'il en informe le distributeur :

---

<sup>15</sup> R-3879-2014, FCEI-0032, page 12.

<sup>16</sup> R-3879-2014, FCEI-0081, p. 11.

- 1 - avant le 1<sup>er</sup> mars : Énergir accepte;
- 2 - après le 1<sup>er</sup> mars : Énergir accepte s'il est possible de lui fournir le transport sans nuire à
- 3 la clientèle existante.

4 De plus, avec les conditions présentement en vigueur, le retour d'un client au service de transport

5 du distributeur se fait en fonction de la capacité d'Énergir à lui fournir du transport. La notion de

6 rentabilité n'est pas présente dans cet article.

7 Énergir estime que la notion de rentabilité n'est pas un élément qu'il serait souhaitable d'ajouter

8 comme condition. Lorsqu'un client passe d'un service à l'autre, l'impact potentiel sur les coûts

9 peut être plus ou moins important, tant à la hausse qu'à la baisse. Il devient donc complexe, voire

10 impossible, de départager l'impact directement causé par le mouvement d'un client en particulier.

11 De plus, les outils d'approvisionnement sont contractés de manière globale, la structure

12 d'approvisionnement étant conçue pour répondre à la demande dans son ensemble.

13 Énergir souhaite établir une règle claire et simple qui s'appliquerait en tout temps et

14 uniformément, et qui inciterait les clients à aviser le distributeur avant le 1<sup>er</sup> mars, plutôt que

15 d'établir une règle qui aurait pour objectif de couvrir des coûts échoués spécifiques qui pourraient

16 être générés par certaines migrations.

### **2.3 RÈGLES PROPOSÉES À L'ENTRÉE**

17 Énergir propose l'imposition de frais de retard pour les clients qui feraient leur demande de retour

18 au service de transport après la date butoir du 1<sup>er</sup> mars.

19 Les frais en question n'auraient pas pour objectif de couvrir l'ensemble des coûts attribuables au

20 fait que le client aurait annoncé son retour après la date d'échéance. Énergir rappelle que ces

21 coûts ne peuvent pas être isolés précisément par client et ne sont pas nécessairement plus élevés

22 que pour un client qui respecterait la date butoir du 1<sup>er</sup> mars. Les frais de retard ne seraient donc

23 pas évalués à partir des coûts générés par le client en raison de son retour au service de

24 transport, mais seraient établis à un niveau suffisamment élevé pour inciter les clients à soumettre

25 leur demande avant le 1<sup>er</sup> mars.

26 Comme mentionné précédemment, le respect de la date butoir du 1<sup>er</sup> mars est avantageux pour

27 Énergir, puisqu'il permet au distributeur d'inclure les migrations dans le tarif de transport pour

***Demande portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro, R-3867-2013***

---

1 l'année à venir. De cette façon, le tarif calculé au moment de la cause tarifaire représente mieux  
2 les coûts de transport à prévoir.

3 Les frais se traduiraient en une hausse de 20 % du prix de transport en vigueur, applicable sur  
4 les 12 mois suivants. Ainsi, un client qui souhaiterait revenir au service de transport du  
5 distributeur, mais qui en ferait la demande après le 1<sup>er</sup> mars, serait assujéti au prix de transport  
6 ajusté suivant :

7 
$$\text{Prix de transport ajusté} = \text{Prix T} \times (1 + 20 \%)$$

8 où Prix T = Prix du transport du service du distributeur (article 12.1.2 des CST)

9 L'ajustement du prix serait applicable pendant les 12 mois suivant le retour du client au service  
10 de transport du distributeur, peu importe que le retour du client soit avantageux ou non pour la  
11 clientèle existante. Enfin, la notion de rentabilité n'aurait donc pas à être ajoutée à l'article.

12 Dans tous les cas, le retour du client demeurerait conditionnel à la disponibilité de la capacité  
13 additionnelle requise.

14 Afin de déterminer la prime du prix de transport ajusté, Énergir s'est tournée vers une étude  
15 marketing portant sur la sensibilité au prix des clients, qui avait été menée par la firme Extract en  
16 2013<sup>17</sup>. Cette étude mentionne que les clients Ventes Grandes Entreprises (VGE) étaient les plus  
17 susceptibles de migrer d'un service à l'autre et qu'une variation de la facture totale de plus de  
18 2,5 % les faisait passer d'une zone de confort à une zone d'inconfort. Par ailleurs, une hausse de  
19 20 % du tarif<sup>18</sup> de transport représente une hausse approximative de la facture totale de 2,5 %  
20 pour cette catégorie de clients.

21 Les résultats de cette étude démontrent qu'en appliquant un ajustement à la hausse de 20 % du  
22 prix de transport sur une période de 12 mois, les frais de retard seraient suffisamment élevés  
23 pour inciter les clients à respecter l'échéance du préavis. Les clients qui jugeraient ce prix trop  
24 élevé pourraient toujours attendre l'année suivante avant de revenir au service de transport du  
25 distributeur sans pénalité.

---

<sup>17</sup> L'annexe 1 présente les résultats de cette étude.

<sup>18</sup> Selon les tarifs proposés au dossier R-4119-2020.

1 Puisque le retour d'un client au service de transport peut entraîner l'achat de capacité de transport  
2 sur le marché, Énergir a également tenté d'évaluer des frais de retard potentiels déterminés à  
3 partir de l'écart entre le tarif de transport et le prix sur le marché secondaire. Par contre, comme  
4 le prix du marché est très volatil, notamment en fonction de la période observée, il est difficile de  
5 déterminer une prime d'ajustement cohérente. Cette approche n'a donc pas été retenue.

#### 2.4 RÈGLES ACTUELLES À LA SORTIE

6 L'article des CST concernant les préavis de sortie est actuellement le suivant :

7 « **12.1.4.2 Préavis de sortie**

8 *Sous réserve de l'article 12.2.1, le client qui ne désire plus se prévaloir du service de transport du*  
9 *distributeur pour fournir le service lui-même doit en informer ce dernier par écrit au moins 60 jours*  
10 *à l'avance.*

11 *Nonobstant le respect ou non par le client du préavis exigé au présent article, ce dernier ne pourrait*  
12 *se retirer du service de transport du distributeur que s'il était rentable et opérationnellement*  
13 *possible pour le distributeur de l'accepter. »*

14 À l'heure actuelle, le client qui ne désire plus se prévaloir du service de transport du distributeur  
15 pour fournir le service lui-même doit en informer ce dernier par écrit au moins 60 jours à l'avance.  
16 Ce dernier pourrait se voir refuser le retrait du service de transport, advenant qu'il ne soit pas  
17 rentable ou opérationnellement possible pour le distributeur de l'accepter.

18 Il s'ajoute au préavis de sortie une cession de capacités de transport (article 12.2.3.1 des CST).  
19 Le client qui désire se retirer du service de transport du distributeur se voit céder, de façon  
20 permanente, la capacité de transport déjà acquise par le distributeur pour son utilisation. La  
21 capacité cédée provient des contrats M12 (Dawn-Parkway) et SH (Parkway-EDA), ayant une  
22 durée résiduelle la plus rapprochée de la durée résiduelle moyenne de l'ensemble de ces  
23 contrats. Au 1<sup>er</sup> novembre 2020, la durée moyenne des contrats SH Parkway-EDA sera de  
24 9,3 ans<sup>19</sup> et la cession serait alors faite à partir de contrats de 10 ans.

#### 2.5 RÈGLES PROPOSÉES À LA SORTIE

25 Énergir propose de maintenir le préavis d'au moins 60 jours avant la prise d'effet de la cession  
26 de transport, ainsi que l'impossibilité pour un client de se retirer du service de transport du

---

<sup>19</sup> Moyenne de la durée des contrats SH Parkway-EDA, R-4119-2020, B-0005, Énergir-H, Document 1, annexe 7, p. 1, l. 25-30, col. 3.

1 distributeur sans se voir céder des capacités de transport, à moins que ce soit pour acheter du  
2 GNR produit en franchise. Les raisons expliquant la mise en place de ces règles ont été détaillées  
3 lors de la Cause tarifaire 2015<sup>20</sup> et sont toujours pertinentes. Toutefois, Énergir propose que soit  
4 retirée la notion de rentabilité mentionnée à l'article 12.1.4.2 des CST. Les coûts échoués reliés  
5 à un client qui quitte le service de transport du distributeur sont quasi impossibles à quantifier,  
6 pour les mêmes raisons qui ont été énoncées dans la section sur les préavis d'entrée. Il est  
7 certain que le fait de ne plus référer à la rentabilité ne doit toutefois pas entraîner davantage de  
8 risques pour la clientèle au service de transport du distributeur. Il importe alors de mettre en place  
9 des règles permettant de réduire les impacts potentiels de la migration d'un client sur le reste de  
10 la clientèle. Ces règles additionnelles, qui consistent en des OMA, sont présentées à la  
11 section 2.6.2. C'est donc par le biais d'un arrimage entre les règles à la sortie du service de  
12 transport et les OMA au service d'équilibrage qu'Énergir propose d'assurer la rentabilité globale  
13 du service de transport.

### **2.5.1 Cession de capacités à la sortie**

14 Quant aux règles de cession, Énergir propose qu'elles soient modifiées de façon à réduire  
15 à cinq ans la durée pendant laquelle les capacités de transport seraient cédées. Une  
16 réduction de la durée de la cession offrirait plus de flexibilité aux clients qui veulent se  
17 prévaloir de conditions de marché favorables. Comme la cession serait plus courte,  
18 Énergir privilégierait toutefois de céder des contrats en fonction de leur prix plutôt qu'en  
19 fonction de leur durée. Ainsi, la capacité cédée proviendrait probablement d'un contrat SH  
20 (Dawn-EDA), plus dispendieux que les contrats M12 (Dawn-Parkway) et SH (Parkway-  
21 EDA)<sup>21</sup>. Cependant, outre le prix, Énergir devrait évaluer ce qu'il est optimal de céder en  
22 fonction de son portefeuille d'outils d'approvisionnement au moment de faire une cession.

23 Les capacités cédées pourraient provenir de plusieurs contrats ayant des durées  
24 différentes. Si un contrat plus long que cinq ans était cédé, la partie excédentaire à cinq  
25 ans serait réassignée de façon permanente à Énergir. Une combinaison de contrats de  
26 durées inférieures pourrait également être cédée.

---

<sup>20</sup> R-3879-2014, B-0421, Gaz Métro-16, Document 1, section 2.

<sup>21</sup> R-4119-2020, B-0005, Énergir-H, Document 1, annexe 7, p. 2 de 3.



1 Comme première option, Énergir prioriserait une cession *permanente* de la capacité.  
2 Toutefois, pour qu'une cession permanente puisse être réalisée, une garantie financière  
3 pourrait être demandée par TCPL en fonction de la cote de crédit du client. Advenant que  
4 le client ne soit pas en mesure de fournir la garantie financière requise, la deuxième option  
5 s'appliquerait, c'est-à-dire une cession *temporaire*. Bien qu'une cession temporaire ferait  
6 en sorte qu'Énergir serait responsable à l'égard de TCPL en cas de non-paiement du  
7 client, le distributeur s'assurerait d'indiquer au contrat des clauses claires lui permettant  
8 d'être tenu indemne en de pareilles circonstances.

9 Énergir s'assurerait également, par le biais de l'article 12.2.3.1.3 des CST, de conserver  
10 le droit de premier refus sur la capacité cédée à un client qui voudrait s'en départir  
11 définitivement. Cette mesure est actuellement en place et permet au distributeur de  
12 s'assurer qu'il peut avoir accès à toute capacité régulière non utilisée par les clients.

13 La quantité de capacité cédée au client serait évaluée à partir de la consommation  
14 moyenne annuelle du client afin de refléter ce qu'Énergir contracte en transport pour lui.  
15 La consommation annuelle « A » utilisée pour la cession de l'année « t » serait le  
16 maximum entre : A réelle année t-1, A prévue année t-1 et A prévue année t, multiplié  
17 par 365.

18 La règle de cession proposée permettrait ainsi aux clients désirant se retirer du service  
19 de transport du distributeur d'avoir plus de latitude, puisque la cession serait de cinq ans  
20 et serait permise en tout temps, à condition qu'il soit possible pour Énergir de l'accepter.  
21 Les clients auraient donc la possibilité de profiter d'opportunités du marché, respectant  
22 ainsi le principe du dégroupement des tarifs.

23 Malgré cette plus grande flexibilité offerte aux clients, Énergir souhaite mettre en place  
24 des règles visant à limiter le va-et-vient possible de clients entre le service de transport  
25 du distributeur et l'achat direct. Cette mesure de mitigation pourrait prendre la forme  
26 d'OMA plus stricte. Les modifications proposées aux OMA de transport sont abordées à  
27 la section 2.6.2 du présent document.

28 Ainsi, dans la mesure où les règles d'entrée au service de transport du distributeur étaient  
29 resserrées, de même que celles entourant les OMA, Énergir estime qu'une diminution de  
30 la durée de cession est raisonnable.

## 2.6 OMA EN TRANSPORT

1 Dans la décision D-2014-065, la Régie demandait à Énergir de revoir les règles entourant les  
 2 OMA au service de transport. Elle s'inquiétait de l'effet sur les tarifs que pourrait avoir la fermeture  
 3 d'un client pour qui une quantité importante d'outils d'approvisionnement aurait été contractée.  
 4 Elle estimait aussi qu'une OMA dégressive annuellement ne permettait pas de protéger  
 5 suffisamment la clientèle.

6 Les règles entourant les OMA ont donc été revues de façon à répondre aux préoccupations de  
 7 la Régie et afin de tenir compte des changements aux préavis d'entrée et de sortie ainsi qu'aux  
 8 règles de cession proposés à la section précédente.

### 2.6.1 Règles actuelles concernant les OMA

9 Les OMA pour le service de transport sont présentement applicables à tous les clients  
 10 des tarifs D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub><sup>22</sup>. Pour les clients des tarifs à débit stable, l'OMA correspond à 78 %  
 11 du volume annuel projeté ou du volume de la dernière année. Si les volumes diminuent  
 12 d'une année à l'autre, de sorte qu'ils soient toujours inférieurs à l'OMA de l'année  
 13 précédente, l'OMA est réajustée à la baisse. Lorsque cette situation se produit sur toute  
 14 la durée d'un contrat de cinq ans, l'OMA, à la cinquième année, correspond à 29 % des  
 15 volumes projetés à la première année du contrat.

Tableau 1

Année	OMA
1	78 %
2	78 % X 78 % = 61 %
3	61 % X 78 % = 47 %
4	47 % X 78 % = 37 %
5	37 % X 78 % = 29 %

16 Pour les clients du tarif interruptible, l'OMA applicable pour chaque année contractuelle  
 17 est égale au volume annuel projeté, multiplié par le pourcentage d'OMA convenu. Ce  
 18 dernier est choisi par le client et varie entre 0 et 85 %.

<sup>22</sup> Une OMA de transport pourrait également être appliquée aux clients du tarif D<sub>1</sub>, mais uniquement dans le cas où une OMA est convenue au service de distribution.

1 Le distributeur peut alléger la facture des OMA des clients s'il a pu se libérer, en partie ou  
 2 en totalité, de ses propres obligations relatives au service de transport (article 12.1.3.4  
 3 des CST).

4 Dans leurs formes actuelles, les OMA ne permettent pas de récupérer l'entièreté des  
 5 coûts échoués et ne représentent pas une proportion importante des revenus de transport,  
 6 comme on peut le constater dans le tableau suivant.

**Tableau 2**  
**Lien entre les OMA et les coûts échoués au service de transport**

Année tarifaire	OMA (M\$)	Revenus de transport (M\$)	Proportion (%)	Coûts échoués (M\$)
	(1)	(2)	(3) = (1) / (2)	(4)
<b>2010</b>	2,4	266,6	0,9	6,9
<b>2011</b>	1,1	328,0	0,3	7,7
<b>2012</b>	1,5	319,3	0,5	1,0
<b>2013</b>	1,3	287,6	0,5	0,0
<b>2014</b>	1	303,5	0,3	0,8
<b>2015</b>	0,6	392,2	0,2	0,0
<b>2016</b>	1	431,1	0,2	5,4
<b>2017</b>	0,5	287,7	0,1	1,8
<b>2018</b>	0,6	226,7	0,2	3,1
<b>2019</b>	0,8	172,5	0,5	0,0

Sources<sup>23</sup> : OMA : R-4114-2019, B-0042, Énergir-9, Document 1, page 2, l. 14. c. 5.

Revenus de transport : R-4119-2019, B-0042, Énergir-9, Document 1, page 3, l. 10, c. 5.

Coûts échoués : Aucun coût échoué en 2019.

7 Le tableau 2 présente le lien entre les OMA et les coûts échoués. Les coûts échoués  
 8 correspondent à la différence entre le coût réel du transport FTLH et FTSH et les revenus  
 9 résultant des transactions d'optimisation du transport FTLH et FTSH réalisées au cours  
 10 de l'année financière. On constate l'absence de corrélation entre les revenus d'OMA et  
 11 les coûts échoués. Dans leur forme actuelle, les OMA permettent de récupérer

<sup>23</sup> Seules les sources de l'année 2019 sont présentées ici. Les sources des années précédentes correspondent aux pièces équivalentes des rapports annuels de chaque année.

1 uniquement les coûts de transport qui découlent de variations de consommation à la  
2 baisse de certains clients<sup>24</sup>.

3 Les coûts échoués ne sont toutefois pas seulement influencés par ce genre de variation.  
4 D'autres éléments peuvent aussi générer des coûts échoués : la variation de la  
5 température et les écarts de prévisions (voir à ce sujet la section 2.1.5 du document  
6 Gaz Métro-5, Document 12). Ainsi, la manière actuelle de calculer les OMA fait en sorte  
7 que les montants déficitaires facturés ne constituent pas un outil qui permet de récupérer  
8 entièrement les coûts échoués qui sont associés à la baisse de consommation des clients.  
9 De plus, les OMA s'appliquent, peu importe l'évolution des coûts échoués : même si au  
10 cours d'une année il n'y a aucun coût échoué, les clients en déficit de consommation  
11 doivent payer une OMA de transport. Dans la décision D-2015-140 portant sur la plainte  
12 de Novelis, la Régie a reconnu qu'il n'est pas possible pour Énergir de distinguer à la  
13 marge l'impact de la baisse de consommation d'un client :

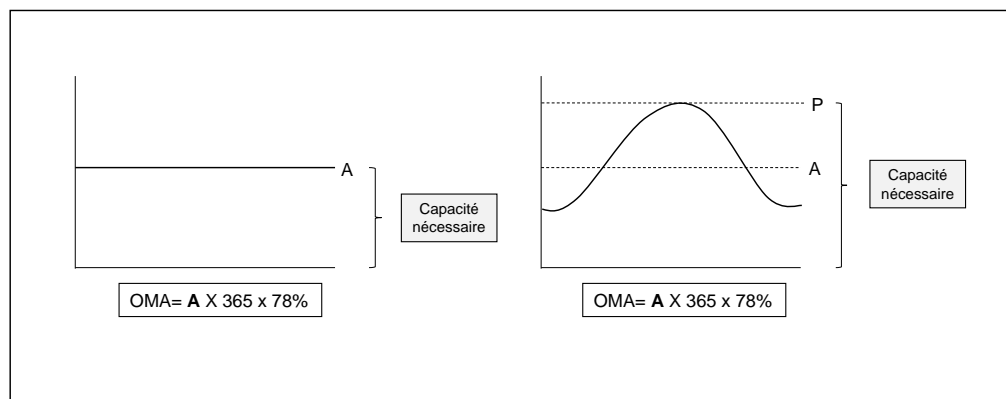
14 *« [55] Comme mentionné par [Énergir], la Régie est d'avis que l'OMA de transport est un*  
15 *outil de stabilisation des revenus qui permet de limiter les coûts échoués relatifs aux outils*  
16 *de transport non utilisés. De façon générale, il n'est pas possible de distinguer en fin d'année*  
17 *ce qui a causé la présence ou l'absence de coûts échoués liés à du transport non utilisé,*  
18 *tels que : aléas de la demande, effets de la température ou volumes déficitaires des clients*  
19 *assujettis à une OMA. Ainsi, [Énergir] peut difficilement identifier l'impact du profil de*  
20 *consommation spécifique d'un client sur le coût de transport aux fins de l'établissement de*  
21 *l'allègement. »*

22 Une autre particularité des OMA dans leur forme actuelle est qu'elles couvrent seulement  
23 le volume de transport annuel moyen (A), sans égard aux outils totaux  
24 d'approvisionnement contractés pour la pointe du client (P) (si coefficient d'utilisation (CU)  
25 < 100 %).

---

<sup>24</sup> La durée du contrat du client influence la période sur laquelle la baisse de consommation est constatée.

Figure 1



1 À titre de rappel, Énergir contracte des outils d’approvisionnement en fonction de la  
 2 demande projetée en journée de pointe de l’ensemble de la clientèle, et non selon la  
 3 consommation annuelle moyenne. Comme les OMA sont présentement basées sur la  
 4 consommation annuelle des clients, elles ne représentent donc pas un moyen de  
 5 récupérer les coûts engendrés pour répondre au besoin de pointe.

6 De plus, Énergir peut recourir à des allègements qui peuvent réduire le coût des OMA  
 7 facturées à la clientèle<sup>25</sup>. Lorsqu’Énergir effectue des ventes de transport excédentaire, le  
 8 revenu unitaire moyen de ces ventes, réalisées l’année financière précédente, vient  
 9 réduire le coût des OMA.

### 2.6.2 Règles proposées concernant les OMA

10 Les OMA de transport sont des outils de stabilisation des revenus qui permettent de limiter  
 11 les coûts échoués relatifs aux outils de transport non utilisés. Or, il a été démontré plus  
 12 tôt que les OMA, dans leur forme actuelle, n’ont pas de lien direct avec les coûts échoués  
 13 et ne permettent pas de les récupérer dans leur totalité.

14 Avec la révision des conditions d’entrée et de sortie du service de transport, Énergir  
 15 cherche également à mitiger les impacts des capacités de transport non utilisées issues  
 16 des variations dans les profils de consommation de sa clientèle. Énergir propose d’y  
 17 arriver en arrimant les règles entourant les préavis de sortie et les OMA de transport.

<sup>25</sup> Calcul effectué annuellement au rapport annuel (exemple à la pièce R-4114-2019, B-0045, Énergir-9, Document 3).

1 Énergir ne cherche pas, au moyen de l'OMA décrite plus bas, à lier tous les nouveaux  
2 clients pour lesquels elle pourrait avoir à contracter des capacités de transport. Des  
3 ententes contractuelles spécifiques devraient être mises en place pour limiter les risques  
4 dans de telles situations, et ce, lors de l'étude de rentabilité en début de projet.

5 Plutôt que de demander des OMA à l'ensemble de la clientèle, Énergir propose d'imposer  
6 d'emblée une OMA aux très grands clients. Les besoins de ces grands clients peuvent  
7 représenter une partie importante des coûts totaux d'approvisionnement, et une baisse  
8 de leur consommation peut engendrer des coûts échoués significatifs, même s'ils ne  
9 peuvent être quantifiés précisément.

10 Énergir propose que l'OMA s'applique aux clients dont les besoins de pointe sont  
11 supérieurs ou égaux à 300 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (cela touche actuellement 7 clients). Cette borne  
12 représente près de 1 % des besoins en outils de pointe<sup>26</sup>.

13 L'OMA serait déterminée en fonction de la consommation maximale des clients au cours  
14 d'une année. En référant à la Figure 1, cela signifie que l'OMA serait fonction du  
15 paramètre P et non plus du paramètre A, comme c'est le cas en ce moment. En effet, les  
16 outils d'approvisionnement contractés dépendent de la pointe de consommation prévue  
17 des clients. Plus la pointe est élevée, plus les capacités contractées sont grandes.  
18 Lorsque les besoins en pointe d'un client baissent, Énergir se retrouve avec des capacités  
19 de transport non utilisées, toutes autres choses étant égales par ailleurs. Il importe alors  
20 de protéger la clientèle contre des fluctuations importantes dans les coûts  
21 d'approvisionnement.

22 De plus, comme l'OMA ne serait plus strictement liée au service de transport et  
23 concernerait également le service d'équilibrage, elle s'appliquerait autant pour les clients  
24 au service de transport du distributeur que pour ceux qui fournissent leur propre service.  
25 Elle serait donc identifiée dans les CST comme un élément du service d'équilibrage,  
26 comme décrit à la section [76](#).

---

<sup>26</sup> R-4119-2020, Énergir-H, Document 1, p. 74, tableau 29 : Pointe de la Cause tarifaire 2020-2021 = 36 723 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

OMA pour les clients au service de transport du distributeur

1 Pour les clients au service de transport du distributeur, l'OMA correspondrait au montant  
 2 minimal en dollars à récupérer aux services de transport et d'équilibrage (et non définie  
 3 comme un volume, tel qu'actuellement). L'OMA serait évaluée à partir des coûts  
 4 d'approvisionnement associés à la desserte de la pointe réelle ou prévue du client<sup>27</sup>. Ce  
 5 montant serait multiplié par un pourcentage fixe de 75 %, correspondant à la portion cible  
 6 des coûts protégés par l'OMA.

7 L'OMA serait comparée aux revenus réels générés par le client en transport et en  
 8 équilibrage. Dans le cas où ces revenus seraient inférieurs à l'OMA, le client devrait  
 9 déboursier la différence à Énergir. L'OMA serait calculée de la façon suivante :

$$10 \quad \text{OMA}_t (\$) = (\text{Prix } T_t \times \text{Volume annuel pointe} \times 75 \%)$$

11 Où **Prix  $T_t$**  = prix de transport du service d'Énergir à l'année t;

12 **Volume annuel de pointe** =  $P \times 365$ ;

13 **P** = Max (Pointe réelle t-1 ; Pointe prévue t-1 ; Pointe prévue t).

14 Pour un nouveau client, un ajout de charge ou encore un client qui reviendrait au service  
 15 de transport du distributeur, avec P prévue  $\geq 300 \text{ } 10^3\text{m}^3$  et qui obligerait Énergir à  
 16 contracter des capacités de transport supplémentaires, l'OMA serait fixée sur cinq ans  
 17 sans possibilité de décroissance.

18 Pour tous les autres clients avec P prévue  $\geq 300 \text{ } 10^3\text{m}^3$ , incluant les nouveaux clients à  
 19 partir de la sixième année, l'OMA à rencontrer se calculerait chaque année, à partir des  
 20 données réelles et prévues de l'année courante et des données prévues pour l'année à  
 21 venir. Ainsi, advenant la mise en place de ces OMA, tous les clients existants d'Énergir  
 22 répondant au critère de pointe se verraient appliquer une OMA selon la nouvelle formule  
 23 proposée. Puisque la notion de *pointe prévue t-1* est incluse dans la formule de calcul de  
 24 l'OMA, les revenus liés à ces clients seraient donc garantis à 75 % pour deux ans. Pour  
 25 illustrer cette conclusion à l'aide d'un exemple simple, un client réputé pour être stable et  
 26 qui ne consommerait pas comme prévu en 2021, aurait une OMA équivalente à rencontrer  
 27 pour 2020 et 2021.

<sup>27</sup> La pointe P utilisée pour l'OMA de l'année t serait le maximum entre : P réelle année t-1; P prévue année t-1; P prévue année t.

Tableau 3

<b>P prévue</b> <sub>2019</sub>	400 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	<b>P<sub>2020</sub> = 400 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>		
<b>P réelle</b> <sub>2019</sub>	400 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>			
<b>P prévue</b> <sub>2020</sub>	400 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>		<b>P<sub>2021</sub> = 400 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>	
<b>P réelle</b> <sub>2020</sub>	350 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>			
<b>P prévue</b> <sub>2021</sub>	375 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>			<b>P<sub>2022</sub> = 375 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup></b>
<b>P réelle</b> <sub>2021</sub>	375 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>			
<b>P prévue</b> <sub>2022</sub>	375 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>			

1 À ce propos, un niveau de revenus garantis pour 2 ans est cohérent avec les avis de  
2 renouvellement de 2 ans avant échéance requis par le transporteur.

#### OMA pour les clients fournissant leur propre service de transport

3 Pour les clients fournissant leur propre service de transport, le principe serait le même  
4 pour déterminer l'OMA, mais de la pointe annuelle serait soustraite la consommation  
5 moyenne annuelle du client prévue ou réelle, telle que déterminée pour évaluer la capacité  
6 de transport à céder (voir section 2.6.1). Cela reviendrait à appliquer une OMA pour le  
7 service d'équilibrage.

8 La mise en place d'une OMA pour les clients qui fournissent leur propre transport  
9 permettrait d'éviter toute sortie de clients du service de transport du distributeur qui  
10 voudraient se soustraire de leurs obligations annuelles, puisque la portion « transport »  
11 serait récupérée par le biais des capacités de transport cédées et que la portion  
12 « équilibrage » serait récupérée par le biais de l'OMA.

13 L'OMA serait comparée aux revenus effectivement générés par le client au service  
14 d'équilibrage seulement. Dans le cas où ces revenus seraient inférieurs à l'OMA, le client  
15 devrait déboursier la différence à Énergir.

16 La durée des OMA serait la même que celle des clients au service de transport du  
17 distributeur, en fonction des différentes catégories identifiées préalablement.



1 L'OMA serait calculée de la façon suivante :

$$2 \text{ OMA}_t (\$) = (\text{Prix } T_t \times \text{Volume annuel pointe} \times 75 \%)$$

3 Où **Prix  $T_t$**  = prix de transport du service d'Énergir à l'année t;

$$4 \text{ Volume annuel de pointe} = (P-A) \times 365;$$

$$5 \text{ P} - \text{A} = \text{Max} (\text{Pointe réelle t-1} - \text{Consommation moyenne réelle t-1} ; \text{Pointe prévue t-1} - \\ 6 \text{ Consommation moyenne prévue t-1} ; \text{Pointe prévue t} - \text{Consommation moyenne} \\ 7 \text{ prévue t}).$$

8 Il est à noter que les clients qui prévoieraient une augmentation de leur pointe de façon  
9 temporaire pourraient se prévaloir de l'option d'optimisation tarifaire en équilibrage. Cette  
10 option tarifaire, proposée dans la pièce Gaz Métro-5, Document 13<sup>28</sup>, fixe la pointe  
11 reconnue pendant l'hiver, ce qui pourrait éliminer ou limiter l'OMA.

12 Enfin, Énergir propose d'éliminer la notion d'allègement, car le pourcentage d'OMA de  
13 75 % ferait déjà en sorte que 25 % des coûts devraient être absorbés par le distributeur.  
14 Les revenus associés à la vente de transport excédentaire viendraient compenser en  
15 partie les pertes reliées aux baisses de consommation de l'ensemble des clients. De plus,  
16 un client pourrait réclamer qu'Énergir lui cède des outils de transport afin de revendre lui-  
17 même la capacité de transport associée et réduire ses pertes, dans le cas où il jugerait  
18 que la valeur résiduelle se situait au-delà de 25 % du coût total.

19 Énergir a étudié l'impact des modifications aux règles de sortie et aux OMA en faisant une  
20 analyse de sensibilité qui est présentée à l'annexe 2.

### 3 TARIFICATION AU SERVICE D'ÉQUILIBRAGE

#### 3.1 TARIF D'ÉQUILIBRAGE PROPOSÉ

21 Au service d'équilibrage, les tarifs actuels utilisent la formule suivante :

$$22 \frac{\text{prix « pointe »} \times (P - H) + \text{prix « espace »} \times (H - A)}{\text{Volume des 12 derniers mois}}$$

<sup>28</sup> Section 7.4.

1 Cette formule tient compte de trois facteurs : consommation journalière de pointe (P),  
2 consommation journalière moyenne d'hiver (H) et consommation journalière moyenne  
3 annuelle (A). L'analyse de la causalité<sup>29</sup> a cependant démontré que seule la consommation de  
4 pointe (P) par rapport à la consommation moyenne (A) affectait le coût total  
5 d'approvisionnement :

6 « L'écart entre la demande de pointe et la demande moyenne permet donc à Énergir de calculer  
7 le nombre d'unités non utilisées d'un client et ce, peu importe son profil de consommation quotidien.  
8 De plus, deux clients différents qui ont les mêmes consommations annuelles et CU engendrent  
9 automatiquement un même nombre d'unités utilisées et non utilisées. »

10 La portion du tarif d'équilibrage servant à récupérer les coûts qui varient en fonction du CU ne  
11 devrait donc considérer que la demande journalière de pointe et la demande journalière moyenne  
12 annuelle du profil de consommation du client.

13 À cela vient s'ajouter l'autre portion du tarif d'équilibrage servant à récupérer les coûts de flexibilité  
14 opérationnelle et les coûts non requis pour répondre aux besoins de la clientèle, qui eux varient  
15 en fonction du volume consommé. À titre de rappel<sup>30</sup>,

16 « [puisque] le besoin de flexibilité opérationnelle augmente avec le volume total à approvisionner,  
17 le lien de causalité le plus direct et fiable pour la flexibilité opérationnelle est le volume consommé  
18 par la clientèle ».

19 De ce fait, Énergir propose un tarif d'équilibrage à deux composantes :

20 1° Composante de prix en fonction du CU;

21 2° Composante de prix en fonction du volume consommé.

### **3.2 COMPOSANTE DE PRIX EN FONCTION DU COEFFICIENT D'UTILISATION**

22 Une première composante de prix en fonction du CU doit être établie. Cette composante permet  
23 de répartir les coûts d'approvisionnement saisonniers.

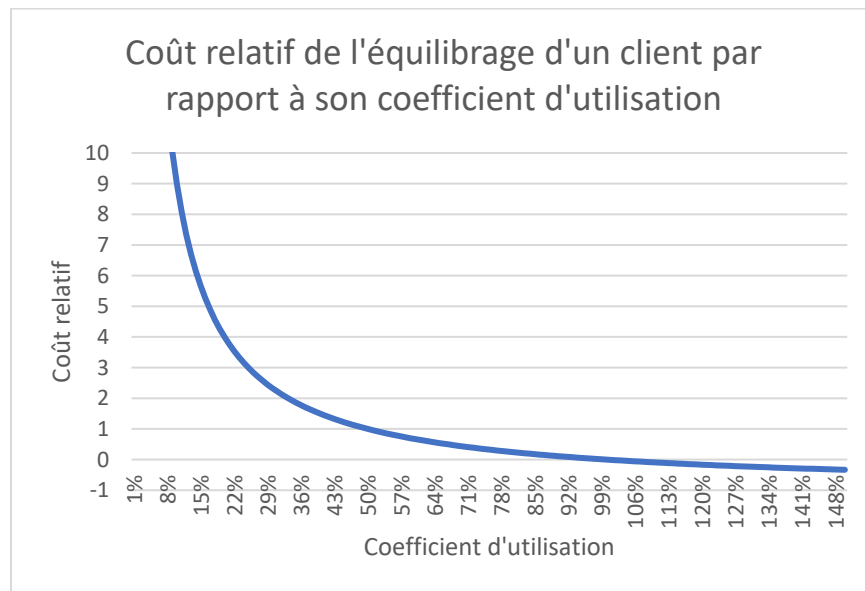
---

<sup>29</sup> Gaz Métro-5, Document 12, section 2.1.3.

<sup>30</sup> Gaz Métro-5, Document 12, section 2.3.3.

- 1 Comme démontré dans l'examen de la causalité des coûts selon le profil de consommation, plus  
 2 le CU d'un client est faible, plus le coût qu'il engendre est élevé<sup>31</sup>. Le graphique suivant représente  
 3 la courbe d'augmentation du coût en fonction du CU du client :

Graphique 2



- 4 La formule qui permet de répartir les coûts en fonction de cette relation est :

$$5 \quad \left( \frac{1}{CU_i} - 1 \right) \times \text{Taux moyen de pointe}$$

- 6 Où  $CU_i$  = coefficient d'utilisation du client  $i$  déterminé par le ratio de la demande annuelle  
 7 moyenne et de la pointe de consommation ( $A_i/P_i$ ), les deux paramètres étant déterminés à  
 8 partir des volumes de l'année précédente. Pour les clients en lecture quotidienne, la pointe  
 9 correspond à la pointe réelle de consommation observée entre le 1<sup>er</sup> décembre et le dernier  
 10 jour de février<sup>32</sup>. Pour les clients en lecture mensuelle, la pointe correspond à la demande  
 11 mensuelle moyenne la plus élevée entre décembre et février, augmentée du  
 12 multiplicateur<sup>33</sup>.

<sup>31</sup> Gaz Métro-5, Document 12, section 2.1.3.

<sup>32</sup> Voir à cet effet la section 3.5.1.

<sup>33</sup> Voir à cet effet la section 3.5.2.

### 3.3 COMPOSANTE DE PRIX EN FONCTION DU VOLUME CONSOMMÉ

1 Une composante de prix en fonction du volume consommé doit aussi être établie pour les coûts  
2 qui ne peuvent être alloués en fonction du profil de consommation.

3 La formule qui permet de répartir les coûts en fonction du volume consommé est la suivante :

$$4 \quad \text{Taux moyen « autres coûts »} = \frac{\text{Coûts non reliés au profil de consommation}}{\text{Volumes totaux prévus}}$$

5 Le taux unitaire ainsi déterminé permet de récupérer ces coûts par m<sup>3</sup> consommé.

### 3.4 CUMUL DES COMPOSANTES DE PRIX

6 Pour chaque m<sup>3</sup> consommé, le tarif d'équilibrage du client i serait établi en cumulant les  
7 différentes composantes :

$$8 \quad \text{Tarif } \acute{E}_i = \left[ \left( \frac{1}{CU_i} - 1 \right) \times \text{Taux moyen de pointe} \right] + \text{Taux moyen autres coûts}$$

### 3.5 AUTRES ÉLÉMENTS À RÉVISER

9 Les nombreuses analyses reliées à l'équilibrage ont permis de mettre en lumière que certains  
10 autres changements étaient requis, au-delà de la formule d'établissement du prix. Les analyses  
11 supplémentaires et les modifications qui en découlent sont présentées dans les sections  
12 suivantes.

#### ATTENTION

13 **La proposition au sujet du supplément pour service de pointe a été retirée dans la preuve**  
14 **mise à jour. En effet, Énergir ne détient pas suffisamment de données disponibles sur les**  
15 **clients potentiellement visés par cette proposition pour le moment.**

#### 3.5.1 Période de calcul des paramètres

16 Pour faire suite à la causalité des coûts présentée à la section 2.3.4 de la pièce  
17 Gaz Métro-5, Document 12, au sujet de la période d'hiver à déterminer pour mesurer la  
18 pointe de chacun des clients de la franchise, Énergir propose de redéfinir la période  
19 d'observation de la pointe pour qu'elle débute au premier jour de décembre et se termine

1 au dernier jour de février. En effet, cette période plus restreinte permet de minimiser les  
2 chances d'exclure la pointe de la franchise, tout en minimisant le risque de capter des  
3 pointes individuelles non corrélées avec la pointe de la franchise.

### 3.5.2 Évaluation de la pointe pour les clients en lecture mensuelle

4 Dans le dossier R-3443-2000<sup>34</sup>, Énergir proposait d'introduire au tarif d'équilibrage un  
5 multiplicateur permettant d'évaluer la consommation journalière de pointe des clients en  
6 lecture mensuelle.

7 La méthode proposée par Énergir, et approuvée par la Régie (D-2001-078), pour  
8 déterminer ce multiplicateur était de comparer la consommation journalière de pointe telle  
9 qu'obtenue dans la réalité, avec ou sans compteur à enregistrement journalier, à la  
10 consommation journalière de pointe extrapolée à 44 DJ (en base 18 °C) dans l'étude  
11 d'allocation du coût de service. Une régression était ensuite effectuée afin de déterminer  
12 la relation entre le CU et le ratio entre la consommation de pointe à 44 DJ et la  
13 consommation de pointe « lue »<sup>35</sup>. La formule suivante avait résulté de l'analyse :

14 
$$\text{Multiplicateur} = 2,1 - (1,1 \times A \div C)$$
, le résultat minimal étant 1

15 où : C = maximum de la consommation journalière moyenne de chacun des mois de  
16 novembre à mars

17 Depuis, ce multiplicateur est applicable aux clients avec une consommation de 75 000 m<sup>3</sup>  
18 et plus aux services de distribution D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>, à l'exception des clients en combinaison  
19 tarifaire D<sub>3</sub>-D<sub>5</sub>.

#### ATTENTION

20 **Dans sa preuve initiale, Énergir proposait de modifier le multiplicateur d'après une**  
21 **analyse<sup>36</sup> fonctionnelle plus récente.**

22 Toutefois, deux raisons poussent Énergir à revoir sa proposition. D'une part, la notion de  
23 multiplicateur était issue du fait que ce bassin de clients possédait des compteurs à lecture

---

<sup>34</sup> R-3443-2000, SCGM-2, Document 1, section 5.2.1.

<sup>35</sup> Voir R-3443-2000, SCGM-7, Document 2.

<sup>36</sup> B-0136, Gaz Métro-5, Document 3, section 7.

1 mensuelle à l'époque. Depuis juin 2017, toutes les installations de 75 000 m<sup>3</sup> et plus sont  
2 munies d'un compteur à lecture journalière. Énergir est donc en mesure de recueillir des  
3 données de consommation journalières réelles pour l'ensemble de ces clients à grands  
4 débits. D'autre part, l'utilisation d'un multiplicateur demeure une estimation. Énergir a  
5 procédé à une réévaluation à partir de données de l'hiver 2019-2020, et tant l'application  
6 du multiplicateur actuel que celui modifié indiquent un écart entre la pointe réelle et la  
7 pointe facturable du client. Énergir ne juge donc pas pertinent de revoir le calcul du  
8 multiplicateur. Parallèlement-Alternativement, elle propose de mener des travaux de  
9 peaufinage des données journalières extraites pour les transformer en données  
10 journalières facturables. Ces travaux impliquent principalement des développements  
11 informatiques qui seraient intégrés à l'ensemble des développements requis pour mettre  
12 en place la nouvelle tarification du service d'équilibrage dans le cadre du présent dossier.

### 3.5.3 Prix minimum et maximum

13 Dans le dossier R-3529-2004, Énergir suggérait de limiter les taux d'équilibrage de la  
14 clientèle. Ces limites visaient à éviter certains cas extrêmes qui mènent à des taux  
15 d'équilibrage déraisonnables :

16 *« Par exemple, un client en combinaison tarifaire D<sub>4</sub>/D<sub>5</sub> qui ne fait que de l'écrêtement de*  
17 *pointe au service interruptible pourrait, dans une année donnée, consommer un très faible*  
18 *volume au D<sub>5</sub> mais avoir une livraison de fourniture (VJC) attribuée à ce tarif. Une fois*  
19 *l'hiver passé, les VJCs seraient révisés à la baisse pour éviter un déséquilibre*  
20 *volumétrique. Un tel scénario pourrait générer un prix d'équilibrage pouvant aller jusqu'à*  
21 *10 \$/m<sup>3</sup> en crédit, alors que le taux moyen pour l'ensemble des tarifs, selon le budget 2004,*  
22 *se situe à 0,01525 \$/m<sup>3</sup>. Si le client, l'année qui suit, ne consomme pas davantage et livre*  
23 *de la même façon, le prix peut être adéquat. Toutefois, si le client se met à consommer,*  
24 *alors on accordera un crédit important pour un service d'équilibrage totalement différent et*  
25 *mettra à risque la génération des revenus. À noter que la situation peut être inverse,*  
26 *quoique moins probable.*

27 *Pour éviter ces cas extrêmes, nous proposons de fixer un prix minimum et maximum pour*  
28 *le service d'équilibrage. »<sup>37</sup> [Énergir souligne]*

29 Cette proposition a été acceptée par la Régie dans la décision D-2004-196 (p. 20).

---

<sup>37</sup> R-3529-2004, SCGM-11, Document 2, p. 22.

1 Ensuite, lors de la proposition d'abolition du tarif D<sub>M</sub>, Énergir proposait d'ajuster le calcul  
 2 des prix minimum et maximum d'équilibrage. La proposition finale d'Énergir se retrouve  
 3 au dossier R-3809-2012 :

4 « Pour éviter l'accroissement des crédits octroyés et la volatilité du prix d'équilibrage dans  
 5 l'attente de compléter les travaux de sa vision tarifaire<sup>[citation omise]</sup>, [Énergir] propose le  
 6 maintien du prix minimal d'équilibrage à -1,561 ¢/m<sup>3</sup>, tel qu'approuvé par la décision  
 7 D-2011-194.

8 Bien que le prix maximal avant modification soit établi selon un profil de consommation de  
 9 20 % de CU, [Énergir] constate que celui-ci est substantiellement plus élevé que les prix  
 10 maximaux historiques du tarif d'équilibrage qui se situaient entre 6,311 ¢/m<sup>3</sup> (taux au  
 11 1<sup>er</sup> décembre 2010) et 8,284 ¢/m<sup>3</sup> (taux au 1<sup>er</sup> décembre 2008). Par ailleurs, des travaux  
 12 portant sur le service d'équilibrage sont en cours et des propositions seront présentées  
 13 dans la vision tarifaire dont le dépôt est prévu à la Cause tarifaire 2014. Par conséquent  
 14 [Énergir] propose de maintenir le prix maximal d'équilibrage à 7,638 ¢/m<sup>3</sup>, tel qu'approuvé  
 15 par la décision D-2011-194. »<sup>38</sup>

16 La Régie a approuvé cette proposition dans la décision D-2013-115.

17 La nouvelle formule proposée à la section 3.2, basée sur le CU, élimine les  
 18 problématiques identifiées dans les dossiers précédents. En effet, la formule proposée  
 19 comporte des limites naturelles qui sont basées sur les coûts à répartir en fonction de la  
 20 clientèle. Pour déterminer ces limites naturelles, il suffit d'examiner la formule de plus  
 21 près :

$$(1/\text{CU} - 1) * \text{Taux moyen de pointe}$$

23 À un extrême, un client pourrait consommer du gaz naturel une seule journée dans  
 24 l'année, durant l'hiver. Dans ce cas, le CU du client serait de 0,274 % (soit 1/365). La  
 25 résolution de la formule peut ainsi être déterminée :

$$(365 - 1) \times \text{Taux moyen de pointe} \text{ ou } 364 \times \text{Taux moyen de pointe}$$

27 Le **taux maximum** pour un client est donc équivalent à 364 fois le taux de la pointe.

<sup>38</sup> R-3809-2012, Gaz Métro-15, Document 2, p. 6.

1 À l'autre extrême, un client peut ne rien consommer pendant la période d'hiver, ce qui  
 2 donne un CU qui tend vers l'infini. La résolution de la formule s'effectue cette fois de cette  
 3 façon :

$$(0 - 1) \times \text{Taux moyen de pointe ou } -1 \times \text{Taux moyen de pointe}$$

5 Le **taux minimum** pour un client est donc équivalent à -1 fois le taux de la pointe.

6 En référant aux données de la Cause tarifaire 2020-2021 et selon la méthode de  
 7 fonctionnalisation proposée, le coût moyen de la pointe serait de 1,576 ¢/m<sup>3</sup>. En utilisant  
 8 la formule proposée  $[(1/\text{CU} - 1) \times \text{Taux moyen de pointe}]$  et en n'appliquant aucune borne  
 9 (ni maximale ni minimale), le tableau 4 présente les prix d'équilibrage potentiels, établis  
 10 pour différents CU :

Tableau 4

CU (%)	Prix (¢/m <sup>3</sup> )
10 000 000	(1,576)
500	(1,261)
100	0,000
80	0,394
60	1,051
40	2,364
20	6,303
16	8,273
10	14,182
5	29,941
1	156,006
0,274	573,597

11 Le prix minimal serait de -1,576 ¢/m<sup>3</sup> et le prix maximal serait de 574 ¢/m<sup>3</sup>. À titre  
 12 informatif, le taux selon le plus bas CU observé dans la clientèle actuelle serait de  
 13 240 ¢/m<sup>3</sup>.



1 Bien que la formule d'équilibrage proposée possède des limites naturelles, Énergir croit  
2 qu'il est raisonnable de fixer une borne maximale au tarif d'équilibrage, équivalente à un  
3 CU de 10 %. La borne ne s'appliquerait qu'à moins de 0,01 % de la clientèle d'Énergir  
4 assujettie au tarif d'équilibrage personnalisé (41 clients). Dans la simulation tarifaire  
5 présentée de manière détaillée à la section 3.6, le tarif maximal d'équilibrage deviendrait  
6 donc 14,596 ¢/m<sup>339</sup>. L'application de cette borne maximale permettrait d'éviter  
7 d'importants chocs tarifaires pour certains clients.

8 En bref, Énergir propose d'abolir le prix minimum d'équilibrage et de conserver un prix  
9 maximum d'équilibrage en fonction d'un CU de 10 %.

**ATTENTION**

10 **Cette proposition diffère de la preuve originale, où il était également proposé de**  
11 **retirer la borne maximale<sup>40</sup>. En effet, Énergir a pu mieux estimer les impacts**  
12 **tarifaires de cette modification sur des clients à très petits CU (contrairement à la**  
13 **preuve antérieure où aucun client n'avait de très faible CU).**

### **3.5.4 Seuil d'accès au prix personnalisé**

14 Depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2012, le seuil d'accessibilité au prix individualisé à l'équilibrage  
15 appliqué est de 75 000 m<sup>3</sup> par année. Celui-ci a été déterminé lors de la Cause tarifaire  
16 2011<sup>41</sup>.

17 Énergir ne propose pas de changer le seuil dans cette phase de la refonte tarifaire, mais  
18 plutôt de le réévaluer dans la cadre de la phase 4, concernant la révision des structures  
19 tarifaires du service de distribution. Ceci permettra d'établir un seuil qui tiendra compte de  
20 la nouvelle structure qui sera proposée et de la nouvelle segmentation de la clientèle.

21 Ainsi, dans l'intérim de la réévaluation du seuil dans le cadre des travaux de la phase 4,  
22 la clientèle dont la consommation annuelle est inférieure à 75 000 m<sup>3</sup> sera toujours  
23 assujettie à un taux moyen au service d'équilibrage. Ce taux moyen continuera d'être

---

<sup>39</sup> L'application d'une borne maximale a pour effet de hausser le taux moyen de pointe, et ainsi de faire passer le tarif d'équilibrage correspondant à un CU de 10 % de 14,182 ¢/m<sup>3</sup> à 14,596 ¢/m<sup>3</sup>.

<sup>40</sup> B-0136, Gaz Métro-5, Document 3, section 5.

<sup>41</sup> R-3720-2010, Gaz Métro-12, Document 3.

1 déterminé à partir d'un CU calculé en fonction du profil cumulatif de tous les clients d'un  
2 même segment de clientèle, comme tous les clients du tarif D<sub>1</sub> par exemple.

3 Pour la clientèle dont la consommation est supérieure ou égale à 75 000 m<sup>3</sup>, le CU  
4 continuera d'être calculé sur une base personnalisée.

### **3.5.5 Transposition des volumes pour les clients en achat direct**

#### Clients en achat direct livrant leur fourniture en franchise

5 Comme démontré à la section 2.2.6 de la pièce Gaz Métro-5, Document-12, les écarts de  
6 livraison sont réciproques aux écarts de consommation pour les clients qui livrent leur  
7 fourniture en franchise. Comme la tarification de l'équilibrage proposée se base sur les  
8 paramètres de consommation A et P qui permettent de mesurer la saisonnalité, l'utilisation  
9 de la pointe transposée pour ces clients est retenue.

#### Clients en achat direct livrant leur fourniture hors franchise

10 L'approche de transposition ne peut cependant être retenue pour les clients qui livrent au  
11 point de référence hors Québec. En effet, comme démontré à la section 2.2.6 de la pièce  
12 Gaz Métro-5, Document 12, cette portion de clientèle se verrait tarifier un coût  
13 supplémentaire (positif ou négatif) pour l'effet de leurs livraisons sur la portion saisonnière  
14 des coûts de transport et de fourniture si la transposition était appliquée, alors qu'ils ne  
15 génèrent aucun coût de transport. Afin de corriger le biais existant dans la tarification de  
16 l'équilibrage des clients en achat direct qui choisissent le distributeur comme fournisseur  
17 de transport, Énergir propose de remplacer la transposition par des frais d'ajustement  
18 calculés à la date anniversaire du contrat du client.  
19

20 Les frais d'ajustement proposés par Énergir, pour les clients en achat direct utilisant le  
21 service de transport du distributeur, sont basés sur le principe suivant :

$$1 \quad \text{Frais d'ajustement} = \left[ \sum_{i=1}^N \text{Prix}_i \times (\text{LTU} - \text{VJC}_i) \right]$$

2 où  $i$  = jour de la période contractuelle;

3  $\text{Prix}_i$  = prix du marché au jour  $i$  auquel Énergir doit théoriquement acheter  
4 les livraisons déficitaires ou théoriquement vendre les livraisons  
5 excédentaires;

6  $N$  = nombre de jours de la période contractuelle;

7  $\text{VJC}_i$  = volume journalier convenu au jour  $i$ ; et

8  $\text{LTU} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \text{VJC}_i$ .

9 Cette formule estime que lorsque le client livre une quantité supérieure (inférieure) à sa  
10 livraison uniforme, Énergir doit théoriquement vendre (acheter) l'excédent (le déficit) au  
11 prix du marché. Si le prix est le même pour toute l'année, le coût théorique est nul.

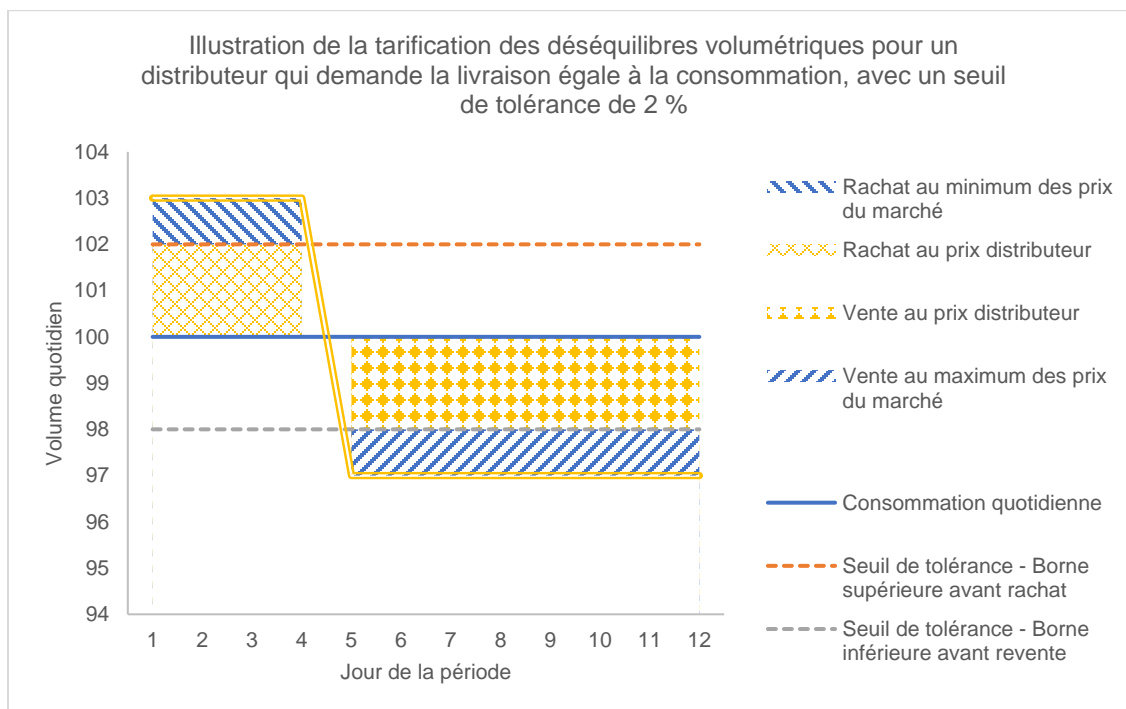
12 La facturation de frais d'ajustement en fin d'année est une approche intéressante parce  
13 qu'une mécanique semblable est déjà en place pour les déséquilibres volumétriques  
14 annuels (article 11.2.3.3.2 des CST). La proposition d'Énergir prévoit constater un impact  
15 de prix en fin d'année contractuelle et permettre également le règlement ou le report de  
16 la facturation des frais d'ajustement. La facturation de frais d'ajustement permettrait donc  
17 la simplification du tarif d'équilibrage pour les clients en achat direct utilisant le service de  
18 transport d'Énergir étant donné l'élimination de la transposition, en n'ajoutant que peu de  
19 complexité au service de fourniture de ces clients, ceux-ci ayant déjà l'habitude de traiter  
20 avec un règlement financier à la fin de leur période contractuelle. Le règlement financier  
21 et les frais d'ajustement seraient d'ailleurs évalués et facturés au client au même moment.

22 Énergir propose que les clients qui ne modifient que légèrement leur livraison sur une  
23 base annuelle ne se voient pas facturer de frais d'ajustement. Tout écart de prix causé  
24 par un volume journalier convenu (VJC) compris entre 98 % et 102 % de la livraison  
25 uniforme ne serait pas facturé; le prix de rachat et de vente à l'intérieur de cet intervalle  
26 serait le prix du distributeur ou prix moyen sur la période. Au-delà du seuil de 2 %, le prix  
27 de rachat serait basé sur le prix du marché.

28 Le graphique suivant illustre que les clients paieraient des coûts de saisonnalité de  
29 fourniture seulement lorsque les écarts excéderaient la marge de manœuvre quotidienne.

- 1 En effet, tous les déséquilibres inférieurs au seuil seraient facturés ou crédités au même  
 2 prix, appelé ici « prix du distributeur ». Seuls les coûts d'acquisition réels lorsque les  
 3 écarts de livraison dépasseraient le seuil de 2 % seraient facturés au client.

Graphique 3



- 4 Cette façon de traiter la saisonnalité de la fourniture permet une certaine flexibilité au  
 5 client quant à la variation du profil de livraison en cours d'année, tout en mitigeant les  
 6 impacts sur la clientèle. La marge de manœuvre est basée sur les dispositions de l'article  
 7 11.2.3.3.1 des CST concernant les déséquilibres volumétriques quotidiens. Dans cet  
 8 article, Énergir prévoit ne facturer aucun prix de marché pour les déséquilibres  
 9 volumétriques quotidiens inférieur à 2 %.

- 10 Concernant les prix utilisés, Énergir utiliserait le prix du marché disponible au moment du  
 11 calcul des frais d'ajustement. Il serait toutefois cohérent d'appliquer la même logique  
 12 utilisée pour régler les déséquilibres volumétriques du service de fourniture, soit de  
 13 protéger la clientèle par rapport aux coûts d'acquisition de fourniture sur le marché. Le  
 14 règlement financier considérerait donc le prix le plus haut entre le prix du marché et le prix  
 15 du gaz de réseau (ou prix uniforme) lorsqu'Énergir doit acheter davantage de fourniture

1 pour compenser un déficit de livraison, et considérerait le prix le plus bas entre le prix du  
2 marché et le prix du gaz de réseau (ou prix uniforme) lorsqu'Énergir doit vendre de la  
3 fourniture pour compenser un excédent de livraison.

4 Finalement, dans le cas d'un regroupement de clients, le calcul des frais d'ajustement  
5 serait basé sur la somme quotidienne des VJC de chaque client du regroupement et la  
6 livraison théorique uniforme (LTU) serait calculée à partir de ces VJC. Les frais  
7 d'ajustement seraient ensuite répartis parmi les clients au prorata des volumes retirés au  
8 cours de la période contractuelle, ou au prorata des VJC si ceux-ci ont été fournis par les  
9 clients.

10 L'annexe 3 présente les impacts des tarifs d'équilibrage actuels et proposés pour  
11 différents profils de livraison, tant au point de référence hors Québec qu'en franchise.

Clients engagés auprès du distributeur dans une entente de fourniture à prix fixe

12 L'article 13.1.4 des CST exige que les clients qui sont assujettis au calcul du prix  
13 personnalisé du tarif d'équilibrage et qui sont engagés auprès du distributeur dans une  
14 entente de fourniture à prix fixe approvisionnée par un fournisseur spécifique voient leur  
15 prix d'équilibrage calculé à partir de paramètres de consommation transposés. Or, tel  
16 qu'illustré précédemment, le coût encouru par le profil de livraison à un point de référence  
17 hors Québec n'est pas réciproque au profil de consommation. La livraison de fourniture  
18 pour les clients engagés dans une entente à prix fixe se fait au point de référence hors  
19 Québec.

20 De plus, contrairement aux clients qui fournissent le gaz naturel qu'ils retirent à leurs  
21 installations, les clients engagés dans une entente de fourniture à prix fixe ne sont pas  
22 regroupés au sens de l'article 10.4 des CST. L'application de frais d'ajustement est donc  
23 beaucoup plus complexe. D'abord, les clients étant regroupés au sein du même contrat  
24 de fourniture s'y trouvent uniquement parce qu'ils ont un fournisseur en commun. Il faut  
25 donc calculer des frais d'ajustement distincts pour chacun des clients puisqu'ils ne sont  
26 pas nécessairement solidaires, sinon un client générateur de coûts pourrait ne rien payer  
27 parce qu'un client au sein du même regroupement générerait des économies. Puis,  
28 comme la nomination ou livraison quotidienne du contrat résulte d'une prévision globale  
29 de la consommation sur une base annuelle des clients regroupés, le VJC individuel d'un

1 client peut être affecté par les modifications apportées par un autre client faisant partie du  
2 regroupement. Un client avec une consommation stable et prévisible, pour qui le VJC  
3 aurait été parfaitement stable s'il avait eu son propre fournisseur, se voit donc  
4 potentiellement imputer des coûts parce qu'il est regroupé à d'autres clients.

5 Entre le 1<sup>er</sup> octobre 2019 et le 30 septembre 2020, environ 14 % des clients engagés dans  
6 une entente de fourniture à prix fixe affichaient une consommation annuelle supérieure à  
7 75 000 m<sup>3</sup>, pour une moyenne de près de huit clients par regroupement. Ainsi, non  
8 seulement la facturation de frais d'ajustement pour les clients engagés dans une entente  
9 à prix fixe ne viserait que peu de clients, mais les frais d'ajustement individuels seraient  
10 affectés par sept autres clients en moyenne.

11 Pour les raisons exprimées ci-dessus, Énergir propose de ne plus transposer les volumes  
12 des clients engagés dans une entente de fourniture à prix fixe et de n'appliquer aucuns  
13 frais d'ajustement.

14 Pour conclure, quelques suivis de décisions requis par la Régie au sujet de la tarification  
15 sont présentés à l'annexe 4.

### **3.6 ÉTABLISSEMENT DES TARIFS**

16 Après avoir déterminé les coûts à fonctionnaliser à l'équilibrage, les tarifs de ce service peuvent  
17 être bâtis en subdivisant les coûts d'équilibrage à récupérer entre la composante selon le profil  
18 de consommation et la composante selon le volume. Le revenu requis à générer via la  
19 composante du profil saisonnier (taux moyen de pointe) s'élève à 129,3 M\$<sup>42</sup>, tandis que le  
20 revenu requis à générer via la composante de volume consommé (taux moyen autres coûts)  
21 s'élève à 7,2 M\$<sup>43</sup>.

22 Énergir a procédé au recalcul des prix selon la nouvelle tarification qu'elle propose. Le taux moyen  
23 de pointe est calculé à partir de la somme des profils de consommation de chaque client. De plus,  
24 comme Énergir propose de réduire la période d'hiver, l'ensemble des pointes des clients a été  
25 recalculé.

---

<sup>42</sup> Gaz Métro-5, Document 12, section 5.5, tableau 21, l. 8, col. 4.

<sup>43</sup> Gaz Métro-5, Document 12, section 5.5, tableau 21, l. 8, col. 5.

1 Dans le but de refléter l'hypothèse retenue à l'étape de la fonctionnalisation des coûts  
 2 d'approvisionnement, les volumes de consommation des clients du tarif interruptible ont été  
 3 redressés. En effet, le plan qui intègre la nouvelle offre interruptible (considérée comme un outil  
 4 pour combler le besoin de pointe) ne prévoit aucune interruption<sup>44</sup>. De ce fait, l'écart entre le  
 5 volume d'équilibrage de 6 117 Mm<sup>3</sup> utilisé dans la simulation tarifaire présentée et celui qui paraît  
 6 à la Cause tarifaire 2020-2021 de 6 107 Mm<sup>3</sup><sup>45</sup> constitue l'ajout de volumes interruptibles prévus.

7 Pour la Cause tarifaire 2020-2021, les paramètres A<sup>46</sup> et P<sup>47</sup> utilisés sont les paramètres réels de  
 8 l'année 2019-2020. À l'aide des données extraites de l'ensemble de la clientèle ( $n$  clients), il est  
 9 possible de déterminer le taux moyen de pointe pour l'équilibrage :

$$10 \quad \text{Taux moyen de pointe} = \frac{\text{Coûts Équilibrage saisonnier de 129 338 K\$}}{\sum_{i=1}^n \left[ \left( \frac{1}{\text{CU}_i} - 1 \right) \times \text{Volume annuel}_i \right]} = 1,622 \text{ ¢/m}^3.$$

11 Ce taux moyen de pointe peut être inséré dans la formule pour permettre de calculer les prix par  
 12 client :  $\left( \frac{1}{\text{CU}_i} - 1 \right) \times 1,622 \text{ ¢/m}^3$ . Le tableau 5 présente les résultats par tarif de distribution pour la  
 13 Cause tarifaire 2020-2021 :

<sup>44</sup> Gaz Métro-5, Document 12, tableau 18 : La rémunération variable prévue, versée à condition qu'il y ait une ou plusieurs journées d'interruption, est nulle.

<sup>45</sup> R-4119-2020, B-0086, Énergir-Q, Document 7, l. 41, col. 2 en date du 7 mai 2020.

<sup>46</sup> A avant interruption calculé sans modification du paramètre pour les clients du tarif D<sub>5</sub>.

<sup>47</sup> P avant interruption observé entre décembre 2019 et février 2020. P sans modification du paramètre pour les clients du tarif D<sub>5</sub>.

Tableau 5

## Portion des revenus d'équilibrage proposés associés au profil

Tarif de distribution	A (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	P 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	CU moyen (%)	Taux moyen selon le CU (¢/m <sup>3</sup> )	Volumes prévus (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Revenus selon CU (000 \$)
D <sub>1</sub>	7 927	25 142	31,53	3,522	2 757	95 687
D <sub>3</sub>	770	1 190	64,66	0,886	283	2 508
D <sub>4</sub>	7 427	11 024	67,37	0,786	2 829	22 701
D <sub>5</sub>	678	2 651	25,59	4,716	248	8 442
<b>Total</b>					<b>6 117</b>	<b>129 338</b>

1 Il faut ensuite calculer un taux volumétrique pour recouvrer les coûts échoués non reliés à la  
 2 température et les coûts reliés à la flexibilité opérationnelle. La division de ces coûts par le volume  
 3 total de consommation prévu permet d'obtenir un taux par m<sup>3</sup> :

$$4 \quad \text{Taux moyen autres coûts} = \frac{\text{Total autres coûts de } \text{É}}{\text{Volume annuel}_{\text{global}}} = \frac{7\,153 \text{ k\$}}{6\,117 \text{ km}^3} = 0,117 \text{ ¢/m}^3$$

5 En combinant cette deuxième composante de taux par volume à celle de taux obtenu en fonction  
 6 du CU, le taux total et le revenu total d'équilibrage deviennent les suivants :



**Tableau 6**  
**Revenus d'équilibrage proposés totaux**

Tarif de distribution	Volumes prévus (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Taux Volume (¢/m <sup>3</sup> )	Revenus Volume (000 \$)	Revenus selon CU (000 \$)	Revenus totaux (000 \$)
D <sub>1</sub>	2 757	0,117	3 224	95 687	98 911
D <sub>3</sub>	283	0,117	331	2 508	2 839
D <sub>4</sub>	2 829	0,117	3 308	22 701	26 009
D <sub>5</sub>	248	0,117	290	8 442	8 732
<b>Total</b>	<b>6 117</b>	<b>0,117</b>	<b>7 153</b>	<b>129 338</b>	<b>136 491</b>

- 1 Les revenus obtenus peuvent être comparés aux revenus proposés de la Cause tarifaire  
2 2020-2021<sup>48</sup> :

**Tableau 7**  
**Comparatif des revenus d'équilibrage totaux**

Tarif de distribution	Revenus méthode proposée (000 \$)	%	Revenus méthode actuelle (000 \$)	%	Écart (000 \$)
D <sub>1</sub>	98 911	72	103 462	81	(4 550)
D <sub>3</sub>	2 839	2	2 310	2	528
D <sub>4</sub>	26 009	19	20 113	16	5 896
D <sub>5</sub>	8 732	6	1 502	1	7 230
<b>Total</b>	<b>136 491</b>	<b>100</b>	<b>127 387</b>	<b>100</b>	<b>9 104</b>

- 3 Les revenus d'équilibrage obtenus selon la méthode proposée sont supérieurs à ceux de la  
4 Cause tarifaire 2020-2021, pour plusieurs raisons :

<sup>48</sup> Selon les informations apparaissant sur les pièces tarifaires déposées le 7 mai 2020.

- 1 - Les revenus d'équilibrage proposés intègrent les primes fixes prévues pour l'année  
2 tarifaire relatives à l'entreposage à Dawn et aux outils de transport fonctionnalisés à  
3 l'équilibrage [...] <sup>49</sup>;
- 4 - Les revenus d'équilibrage proposés comprennent les revenus d'inventaire auparavant  
5 fonctionnalisés en fourniture et en transport;
- 6 - Comme la proposition concernant l'offre interruptible n'ajuste plus les paramètres de  
7 calcul du prix d'équilibrage, cette clientèle se voit facturer des coûts d'équilibrage  
8 beaucoup plus importants qu'auparavant. Cette hausse de prix qui affecte la clientèle  
9 interruptible bénéficie principalement aux clients du tarif D<sub>1</sub>. Toutefois, la clientèle  
10 interruptible sera compensée différemment, tel qu'il appert dans la pièce Gaz Métro-5,  
11 Document 13<sup>50</sup>.

### **3.6.1 Résultats du calcul des tarifs proposés par client**

12 À l'équilibrage, la proposition d'Énergir a un effet différent en fonction du CU particulier de  
13 chaque client. De plus, le fait d'éliminer la borne minimale et de hausser la borne maximale  
14 engendre un effet supplémentaire sur les prix d'équilibrage.

15 Pour les clients de moins de 75 000 m<sup>3</sup>/an tarifés au prix moyen du D<sub>1</sub>, le prix moyen  
16 passe de 3,839 ¢/m<sup>351</sup> à la Cause tarifaire 2020-2021 à 3,638 ¢/m<sup>3</sup> avec le tarif proposé,  
17 soit une baisse d'environ 5,3 %.

18 Énergir a aussi calculé de nouveaux prix d'équilibrage pour les clients consommant  
19 75 000 m<sup>3</sup>/an et plus avec un prix d'équilibrage personnalisé.

---

<sup>49</sup> Voir section 5.5 de la pièce Gaz Métro-5, Document 12 pour plus de détails.

<sup>50</sup> Section 4.

<sup>51</sup> R-4119-2020, B-0083, Énergir-Q, Document 4, l. 26, col. 1.

**Tableau 8**  
**Prix d'équilibrage personnalisés proposés**

Taux ( $\text{¢}/\text{m}^3$ )	D <sub>1</sub> > 75K m <sup>3</sup> /année (n <sup>bre</sup> clients)	D <sub>3</sub> , D <sub>4</sub> et D <sub>5</sub> (n <sup>bre</sup> clients)	Total (n <sup>bre</sup> clients)	Total (% clients)
[-1,622 ; 0]	79	8	87	1,42
]0 ; 1,5]	367	296	663	10,83
]1,5 ; 3]	1 203	98	1 301	21,25
]3 ; 5]	2 603	16	2 619	42,79
]5 ; 7,5]	1 206	8	1 214	19,83
]7,5 ; 14,596]	228	9	237	3,87
<b>Total</b>	<b>5 686</b>	<b>435</b>	<b>6 121</b>	<b>100,00</b>

- 1 La majorité des clients du tarif D<sub>1</sub> au taux personnalisé se retrouve avec un prix entre  
2 3  $\text{¢}/\text{m}^3$  et 5  $\text{¢}/\text{m}^3$ . Les clients aux tarifs D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> ont en général des prix entre 0  $\text{¢}/\text{m}^3$  et  
3 3  $\text{¢}/\text{m}^3$ .
- 4 De plus, une majorité de clients voient leur tarif diminuer par rapport aux prix proposés de  
5 la Cause tarifaire 2020-2021 :

**Tableau 9**  
**Variation des prix d'équilibrage personnalisés**

Variation ( $\phi/m^3$ )	D <sub>1</sub> > 75 km <sup>3</sup> /année (n <sup>bre</sup> clients)	D <sub>3</sub> , D <sub>4</sub> et D <sub>5</sub> (n <sup>bre</sup> clients)	Total (n <sup>bre</sup> clients)	Total (% clients)
[-1,622 ; -0,5]	763	11	774	12,64
] -0,5 ; -0,25]	1 491	11	1 502	24,54
] -0,25 ; -0,1]	975	15	990	16,17
] -0,1 ; 0]	598	29	627	10,24
] 0 ; 0,1]	428	70	498	8,14
] 0,1 ; 0,25]	445	96	541	8,84
] 0,25 ; 0,50]	394	93	487	7,96
] 0,50 ; 1]	282	57	339	5,54
] 1 ; 7,5]	310	47	357	5,83
] 7,5 ; 14,782]	0	6	6	0,10
<b>Total</b>	<b>5 686</b>	<b>435</b>	<b>6 121</b>	<b>100,00</b>

1 À titre informatif, 221 clients ont un taux d'équilibrage se situant au-delà du seuil maximal  
 2 actuellement fixé à 7,638  $\phi/m^3$  <sup>52</sup>.

3 Parmi les clients qui sont assujettis au calcul du prix personnalisé, 63,6 % voient leur prix  
 4 diminuer.

5 Cependant, 32,7 % des clients au tarif D<sub>1</sub> et 84,8 % des clients aux tarifs D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>  
 6 voient leur prix augmenter. Il convient de préciser que parmi les 53 augmentations  
 7 supérieures à 1  $\phi/m^3$  des tarifs D<sub>3</sub>, D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub>, 50 augmentations se présentent parmi les  
 8 clients du tarif D<sub>5</sub>, pour lesquels un ajustement de la pointe a été fait selon une hypothèse  
 9 basée sur des consommations réelles en gaz d'appoint pour éviter une interruption. Ainsi,  
 10 la pointe des clients du tarif D<sub>5</sub> risque d'être surestimée dans certains cas.

11 Deux facteurs sont à l'origine des baisses de prix pour certains clients. Tout d'abord,  
 12 l'utilisation de paramètres non modifiés pour le tarif D<sub>5</sub> augmente le tarif des clients ayant

<sup>52</sup> R-4119-2020, B-0083, Énergir-Q, Document 4, l. 28, col. 7.

1 une portion interruptible et diminue en général le tarif des autres clients. Également,  
2 plusieurs clients pour qui la pointe captée se situait en novembre ou en mars profitent  
3 d'une baisse de prix reliée à une pointe moins élevée dans le calcul de leur prix.

4 Pour les clients au tarif D<sub>4</sub>, une hausse est observée au global. Le montant facturé à cette  
5 catégorie tarifaire passerait de 16 % à 19 % selon la proposition avancée par Énergir, tel  
6 qu'il appert dans le tableau 7. Cet écart s'explique surtout par la portion des revenus  
7 d'équilibrage récupérés en fonction des volumes consommés dans la méthode proposée  
8 (« taux moyen autres coûts » équivalent pour tous les clients). En effet, ce changement  
9 se traduit par un plus fort impact chez les clients au tarif D<sub>4</sub>, qui représentent une forte  
10 proportion des volumes d'équilibrage. Les clients du tarif D<sub>4</sub> absorbent 46 % du montant  
11 de 7 153 k\$ à récupérer en fonction du volume.

12 Dans l'ensemble, les variations de prix par client par rapport aux résultats de la Cause  
13 tarifaire 2020-2021 reflètent bien les modifications proposées dans cette preuve. Le prix  
14 à l'équilibrage augmente lorsque le CU des clients baisse, ce qui suit le lien causal des  
15 coûts. Plus la pointe d'un client par rapport à sa consommation moyenne est élevée, plus  
16 les coûts pour approvisionner ce client sont élevés.

#### **4 TARIFICATION DES COÛTS D'AJUSTEMENTS RELIÉS AUX INVENTAIRES**

17 Actuellement, les coûts d'ajustements reliés aux inventaires sont tarifés distinctement au service  
18 Ajustements reliés aux inventaires (section 14 des CST). Ce service est présent depuis 2004<sup>53</sup> et  
19 la section 14 des CST regroupe les différents articles concernant les ajustements reliés aux  
20 inventaires qui se retrouvaient auparavant aux services de fourniture, de gaz de compression et  
21 de transport. Les coûts d'ajustements d'inventaires sont facturés aux clients en fonction de leurs  
22 consommations moyennes journalières de l'année et de l'hiver (paramètres A et H), sauf pour les  
23 clients du tarif D<sub>1</sub> dont la consommation est inférieure à 75 000 m<sup>3</sup>/an pour qui un taux moyen  
24 d'ajustements d'inventaires s'applique. Les clients qui fournissent eux-mêmes le gaz naturel qu'ils

---

<sup>53</sup> Voir R-3529-2004, SCGM-11, Document 2, Section 6.1 et approuvé par la Régie dans la décision D-2004-196.

1 retirent à leurs installations, sans transfert de propriété, et les clients qui fournissent leur propre  
2 service de transport ne se voient pas facturer ces frais présentement.

3 Comme expliqué dans l'analyse de la causalité des coûts à la section 2.3.2 de la pièce  
4 Gaz Métro-5, Document 12 (B-0639), l'utilisation de l'inventaire n'est utile que dans le cas où la  
5 demande n'est pas stable et vise toujours à remplacer un autre outil. Pour le transport, l'inventaire  
6 en franchise permet de réduire le coût d'acheminement. Pour la fourniture, un plus grand  
7 inventaire peut réduire les coûts d'achat saisonniers de fourniture. Les coûts d'ajustements  
8 d'inventaires sont donc intimement reliés aux coûts relatifs à la consommation saisonnière de gaz  
9 naturel. Énergir proposait donc, dans le cadre du volet 1A de la phase 2B du présent dossier, de  
10 fonctionnaliser ces coûts saisonniers à l'équilibrage pour les traiter de la même façon que les  
11 coûts qu'ils permettent d'éviter. Dans sa décision D-2021-109, la Régie approuvait cette  
12 proposition.

13 Conséquemment, Énergir propose que les coûts découlant de la gestion des inventaires de gaz  
14 naturel ne soient plus tarifés aux clients en fonction d'un service distinct. Ils seraient plutôt  
15 considérés comme les autres coûts d'équilibrage et tarifés à l'ensemble des clients avec un profil  
16 saisonnier.

## 5 INTERFINANCEMENT

17 Lorsque la façon de générer les revenus entre les différentes catégories tarifaires est établie, les  
18 exercices complets d'allocation des coûts peuvent être réalisés, comme demandé au  
19 paragraphe 66 de la décision D-2016-126 :

20 « [66] De plus, la Régie ordonne au Distributeur de déposer un document dans lequel sera  
21 présentée l'Étude FTÉ complète, élaborée selon les méthodes actuelles et, dans un autre  
22 document, l'Étude FTÉ complète élaborée selon les méthodes proposées. [...] »

23 L'étude complète d'allocation des coûts, élaborée selon les méthodes et tarifs actuels, est  
24 présentée à l'annexe 5. L'étude complète d'allocation des coûts, élaborée selon les méthodes et  
25 tarifs proposés, est présentée à l'annexe 6.

26 L'étude d'allocation du coût de service vise à mesurer le niveau d'interfinancement, c'est-à-dire  
27 l'écart entre les coûts et les revenus, de chaque catégorie de clients, et pour chacun des services.

1 Pour que la mesure de l'interfinancement soit adéquate et qu'une comparaison soit possible, la  
2 fonctionnalisation entre les services, l'allocation de chaque rubrique de coûts entre les catégories  
3 tarifaires ainsi que la répartition des revenus ont donc été évalués à la fois selon les méthodes et  
4 tarifs actuels et selon les méthodes et tarifs proposés. Cela fait en sorte que les coûts et les  
5 revenus de chaque service, présentés aux annexes 5 et 6, diffèrent.

6 De plus, comme la fonctionnalisation et la tarification des coûts de fourniture, de transport et  
7 d'équilibrage visent à être le plus près possible de la même causalité des coûts, l'interfinancement  
8 pour ces services devrait alors tendre vers 100 % pour tous les clients. Par ailleurs, il est normal  
9 d'observer un certain niveau d'interfinancement, à la condition qu'il soit faible et justifié par un  
10 motif qui n'entraîne pas d'iniquité tangible entre les différentes catégories tarifaires. Les  
11 tableaux 10 et 11 présentent les résultats de l'allocation actuelle et de l'allocation proposée.

12 Avant d'analyser les résultats par service, il est à propos de rappeler que dans la méthode  
13 proposée, les volumes des clients du tarif interruptible (D<sub>5</sub>) ont été redressés comparativement à  
14 ceux dans la méthode actuelle. En effet, cet ajustement vise à utiliser des volumes cohérents  
15 avec l'hypothèse prise lors de la fonctionnalisation des coûts, c'est-à-dire sans interruption  
16 prévue<sup>54</sup>. C'est pourquoi les volumes de fourniture, de transport et d'équilibrage sont plus élevés  
17 avec la méthode proposée.

---

<sup>54</sup> Gaz Métro-5, Document 12, section 5.2, tableau 18.

**Tableau 10**  
**Allocation des coûts - Méthode actuelle**

	Fourniture			Transport			Équilibrage		
	Revenus	Coûts	Interfin	Revenus	Coûts	Interfin	Revenus	Coûts	Interfin
	(M\$)	(M\$)	(%)	(M\$)	(M\$)	(%)	(M\$)	(M\$)	(%)
D <sub>1</sub> 0 - 36 500	78,7	78,8	99,8	18,9	18,9	99,5	30,7	33,0	93,0
D <sub>1</sub> 36 500 - 109 500	53,3	53,4	99,8	12,8	12,8	99,5	21,3	22,4	95,1
D <sub>1</sub> 109 500 - 1 095 000	93,8	94,0	99,8	22,5	22,6	99,5	36,7	37,0	99,1
D <sub>1</sub> 1 095 000+	45,5	45,6	99,8	10,9	11,0	99,5	13,1	11,6	113,6
D <sub>3</sub>	19,2	19,8	96,7	6,5	6,7	97,0	2,4	2,3	102,4
D <sub>4</sub>	44,4	43,1	103,0	66,0	65,2	101,2	21,7	20,5	105,7
D <sub>5</sub>	13,7	13,8	99,2	5,6	5,9	95,6	1,4	0,5	304,8
<b>Total</b>	<b>348,6</b>	<b>348,6</b>	<b>100,0</b>	<b>143,2</b>	<b>143,2</b>	<b>100,0</b>	<b>127,4</b>	<b>127,4</b>	<b>100,0</b>

**Tableau 11**  
**Allocation des coûts – Méthode proposée**

	Fourniture			Transport			Équilibrage		
	Revenus	Coûts	Interfin	Revenus	Coûts	Interfin	Revenus	Coûts	Interfin
	(M\$)	(M\$)	(%)	(M\$)	(M\$)	(%)	(M\$)	(M\$)	(%)
D <sub>1</sub> 0 - 36 500	77,6	77,9	99,6	18,8	18,7	100,8	29,1	28,1	103,5
D <sub>1</sub> 36 500 - 109 500	52,5	52,7	99,6	12,8	12,7	100,8	20,3	19,6	103,3
D <sub>1</sub> 109 500 - 1 095 000	92,6	92,9	99,6	22,5	22,3	100,8	36,6	35,6	102,7
D <sub>1</sub> 1 095 000+	45,1	45,2	99,6	10,9	10,9	100,8	13,0	12,6	103,1
D <sub>3</sub>	19,2	19,8	97,0	6,5	6,3	102,7	2,8	2,8	100,5
D <sub>4</sub>	44,4	42,7	104,1	65,7	66,6	98,7	26,0	26,2	99,3
D <sub>5</sub>	14,6	14,8	98,9	6,2	6,0	103,3	8,7	11,5	75,7
<b>Total</b>	<b>345,9</b>	<b>345,9</b>	<b>100,0</b>	<b>143,4</b>	<b>143,4</b>	<b>100,0</b>	<b>136,5</b>	<b>136,5</b>	<b>100,0</b>



1 Au service de fourniture, que ce soit avec la méthode actuelle ou proposée, la présence  
2 d'interfinancement s'explique par une différence au niveau de la méthodologie d'allocation des  
3 coûts utilisée qui diffère de celle de répartition des revenus. Plus précisément, un coût de  
4 fourniture moyen et uniforme est présumé pour allouer les coûts de l'ensemble de la clientèle,  
5 alors qu'un prix de fourniture variable en fonction du type de fourniture (gaz naturel traditionnel  
6 ou GNR, avec entente à prix fixe ou non) est utilisé pour déterminer les revenus. Puisque  
7 l'interfinancement découle uniquement du biais méthodologique et qu'en réalité, chaque client  
8 paie un tarif de fourniture équivalent au type de fourniture qu'il consomme, il est considéré comme  
9 acceptable. Par ailleurs, une proposition concernant les coûts de fourniture de GNR a été  
10 approuvée dans le cadre de l'étape C du dossier R-4008-2017<sup>55</sup>.

11 Au service de transport, le faible niveau d'interfinancement observé avec la méthode proposée  
12 découle uniquement de la fusion des tarifs zone Nord et zone Sud au service de transport du  
13 distributeur. Les revenus de Champion sont récupérés auprès de tous les clients du service du  
14 distributeur selon un taux uniforme, tandis que les coûts de Champion sont alloués seulement  
15 aux clients de la zone Nord, selon le principe de causalité des coûts.

16 À la lumière de ces résultats, c'est particulièrement au service d'équilibrage que  
17 l'interfinancement varie de façon moins importante avec la méthode proposée qu'avec la méthode  
18 actuelle. L'interfinancement du service d'équilibrage s'explique par la borne maximale proposée,  
19 comme décrite à la section 3.5.3. Cet interfinancement est principalement concentré au tarif D<sub>5</sub>  
20 (7 clients auraient un tarif supérieur au prix maximum). En effet, les revenus sont générés en  
21 fonction d'un CU maximal de 10 %, mais les coûts sont alloués en fonction du CU réel, ce dernier  
22 étant beaucoup plus faible que 10 % chez les 7 clients en question. De plus, puisque ces clients  
23 consomment des volumes plus élevés, l'écart entre les revenus et les coûts s'accroît davantage  
24 (comparativement à une situation où des volumes plus faibles sont amalgamés au tarif D<sub>1</sub> par  
25 exemple).

26 Énergir est d'avis que le niveau d'interfinancement résiduel aux services de fourniture, de  
27 transport et d'équilibrage n'est pas significatif, et qu'elle a démontré un alignement optimal entre  
28 la tarification qu'elle propose et la causalité des coûts.

---

<sup>55</sup> Décision D-2021-158.

**6 MESURE TRANSITOIRE POUR LES CLIENTS AU TARIF D<sub>5</sub>**

1 Dans sa décision D-2021-109<sup>56</sup>, la Régie jugeait nécessaire de poursuivre l'examen de la refonte  
2 du service interruptible dans le cadre de la phase 4 du présent dossier. Les propositions entourant  
3 la gestion de la compensation pour les interruptions présentées dans le cadre de la phase 2B,  
4 volet 1A, la modification de l'offre interruptible et l'abolition de la modification des paramètres  
5 utilisés dans le calcul du prix d'équilibrage forment une solution globale.

6 Comme la phase 2B, volet 2, devrait être conclue avant la phase 4, Énergir juge qu'une mesure  
7 transitoire s'avère nécessaire afin d'éviter des chocs tarifaires indus pour les clients au tarif D<sub>5</sub>.  
8 Énergir propose ainsi de maintenir l'utilisation des paramètres A et P modifiés dans le calcul du  
9 taux d'équilibrage de ces clients jusqu'au moment de l'entrée en vigueur de la nouvelle offre  
10 interruptible.

11 Les sections 4 et 5 présentant des résultats d'équilibrage calculés avec des paramètres A et P  
12 non modifiés, Énergir présente dans les tableaux ci-dessous les résultats calculés avec des  
13 paramètres A et P modifiés. Ils reproduisent, dans l'ordre, les tableaux 5, 6 et 11, en intégrant la  
14 mesure transitoire proposée.

15 En utilisant les paramètres A et P modifiés, le profil global des clients du tarif D<sub>5</sub> s'améliore (leur  
16 CU augmente) de manière significative. Ainsi, afin de générer les revenus associés au CU, le  
17 taux de pointe passe de 1,622 ¢/m<sup>3</sup> à 1,713 ¢/m<sup>3</sup>. Le niveau d'interfinancement du service  
18 d'équilibrage change donc pour l'ensemble des tarifs, comme il est possible de le voir dans le  
19 tableau 14.

---

<sup>56</sup> Paragraphe 675.

Tableau 12

## Portion des revenus d'équilibrage proposés associés au profil

Tarif de distribution	A (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	P (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	CU moyen (%)	Taux moyen selon le CU (¢/m <sup>3</sup> )	Volumes prévus (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Revenus selon CU (000 \$)
D <sub>1</sub>	7 927	25 142	31,53	3,522	2 757	101 082
D <sub>3</sub>	770	1 190	64,66	0,886	283	2 649
D <sub>4</sub>	7 427	11 024	67,37	0,786	2 829	23 981
D <sub>5</sub>	707	945	74,80	0,58	248	1 626
<b>Total</b>					<b>6 117</b>	<b>129 338</b>

Tableau 13

## Revenus d'équilibrage proposés totaux

Tarif de distribution	Volumes prévus (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Taux Volume (¢/m <sup>3</sup> )	Revenus Volume (000 \$)	Revenus selon CU (000 \$)	Revenus totaux (000 \$)
D <sub>1</sub>	2 757	0,117	3 224	101 082	104 306
D <sub>3</sub>	283	0,117	331	2 649	2 980
D <sub>4</sub>	2 829	0,117	3 308	23 981	27 289
D <sub>5</sub>	248	0,117	290	1 626	1 916
<b>Total</b>	<b>6 117</b>	<b>0,117</b>	<b>7 153</b>	<b>129 338</b>	<b>136 491</b>

**Tableau 14**  
**Allocation des coûts – Méthode proposée**

	Fourniture			Transport			Équilibrage		
	Revenus (M\$)	Coûts (M\$)	Interfin (%)	Revenus (M\$)	Coûts (M\$)	Interfin (%)	Revenus (M\$)	Coûts (M\$)	Interfin (%)
D <sub>1</sub> 0 - 36 500	77,6	77,9	99,6	18,8	18,7	100,8	30,7	28,1	109,1
D <sub>1</sub> 36 500 - 109 500	52,5	52,7	99,6	12,8	12,7	100,8	21,4	19,6	109,1
D <sub>1</sub> 109 500 - 1 095 000	92,6	92,9	99,6	22,5	22,3	100,8	38,6	35,6	108,39
D <sub>1</sub> 1 095 000+	45,1	45,2	99,6	10,9	10,9	100,8	13,7	12,6	108,49
D <sub>3</sub>	19,2	19,8	97,0	6,5	6,3	102,7	3,0	2,8	106,4
D <sub>4</sub>	44,4	42,7	104,1	65,7	66,6	98,7	27,3	26,2	104,2
D <sub>5</sub>	14,6	14,8	98,9	6,2	6,0	103,3	1,9	11,5	16,7
<b>Total</b>	<b>345,9</b>	<b>345,9</b>	<b>100,0</b>	<b>143,4</b>	<b>143,4</b>	<b>100,0</b>	<b>136,5</b>	<b>136,5</b>	<b>100,0</b>

## 7 MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

1 Cette section regroupe l'entièreté des modifications requises aux CST pour permettre l'application  
2 ainsi que la facturation à la clientèle de la proposition d'Énergir, en ce qui concerne la refonte des  
3 services de fourniture, de transport et d'équilibrage. Les changements sont cités selon la  
4 hiérarchie du texte des CST en vigueur au 1<sup>er</sup> décembre 2019.

5 L'abolition des frais de migration au service de fourniture entraînerait la suppression de  
6 l'article 11.1.2.3. Parallèlement, les articles 11.1.3.2, 11.1.3.3 et 11.2.3.4 devraient être modifiés  
7 afin de tenir compte du changement aux préavis d'entrée et de sortie à 60 jours au lieu de 6 mois.

8 En prime, plusieurs modifications seraient requises pour représenter les changements de préavis  
9 d'entrée et de sortie du service de transport (articles 12.1.4.1, 12.1.4.2 et 12.2.3.2) et les règles  
10 de cessions de capacité (articles 12.2.3.1.1 et 12.2.3.1.2).

11 La récupération à l'équilibrage des coûts reliés à l'inventaire mènerait à l'élimination complète de  
12 la section 14 (Ajustements reliés aux inventaires). Cela ferait en sorte que la section 15  
13 (Distribution), la section 16 (Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission), la  
14 section 17 (Autres frais applicables) et la section 18 (Entrée en vigueur et dispositions  
15 transitoires), de même que tous les articles sous-jacents, devraient être renumérotés en  
16 conséquence. Les articles 11.1.2.2, 11.2.2.2, 12.1.2.2 et 12.2.2.2 se retrouvant aux services de  
17 fourniture et de transport devraient également être supprimés.

18 Pour représenter le déplacement des OMA du transport en équilibrage, l'article 12.1.3 en  
19 transport serait supprimé et l'article 12.1.4 deviendrait 12.1.3 :

20       **« 11. FOURNITURE**

21       [...]

22       **11.1.2.2 Ajustement relié aux inventaires**

23       ~~Le prix de fourniture de gaz naturel est accompagné d'un ajustement pour tenir compte de la~~  
24       ~~variation de la valeur des inventaires résultant d'un changement dans le prix de fourniture de gaz~~  
25       ~~naturel, ainsi que des coûts reliés au maintien de ces inventaires. Cet ajustement est décrit au~~  
26       ~~chapitre « Ajustements reliés aux inventaires ».~~

**11.1.2.3 Frais de migration au service de fourniture**

~~Tout client existant qui désire utiliser le service de fourniture de gaz naturel traditionnel du distributeur ou s'en retirer sans respecter les préavis d'entrée ou de sortie prévus aux articles 11.1.3.2, 11.1.3.3 ou 11.2.3.4 sera assujéti à des frais de migration au service de fourniture du distributeur payables en un seul versement à la date de migration.~~

~~Ces frais sont calculés en utilisant le prix de migration au service de fourniture du gaz naturel traditionnel du distributeur en vigueur à la date de migration, applicable sur la prévision de la consommation annuelle normalisée du client.~~

~~Pour chaque m<sup>3</sup> de volume retiré de gaz naturel traditionnel, le prix de migration pour l'entrée au service de fourniture du distributeur, en date du 1er décembre 2019, est de 0,924 \$/m<sup>3</sup>. Ce prix est réévalué mensuellement.~~

~~Pour chaque m<sup>3</sup> de volume retiré de gaz naturel traditionnel, le prix de migration pour la sortie du service de fourniture du distributeur, en date du 1er décembre 2019, est de 0,000 \$/m<sup>3</sup>. Ce prix est réévalué mensuellement.~~

[...]

**11.1.3.2 Préavis d'entrée**

~~Le client qui désire se prévaloir du service de fourniture de gaz naturel traditionnel du distributeur doit en informer ce dernier par écrit au moins ~~6 mois~~ 60 jours à l'avance.~~

~~En deçà du préavis demandé, le client ne pourra se prévaloir du service de fourniture de gaz naturel traditionnel du distributeur que s'il est opérationnellement possible pour le distributeur de le lui fournir. De plus, le client devra payer les frais de migration au service de fourniture de gaz naturel traditionnel du distributeur prévus à l'article 11.1.2.3.~~

**11.1.3.3 Préavis de sortie**

~~Sous réserve de l'article 11.1.3.6, le client qui ne désire plus se prévaloir du service de fourniture de gaz naturel traditionnel du distributeur doit en informer ce dernier par écrit au moins ~~6 mois~~ 60 jours à l'avance.~~

~~En deçà du préavis demandé, le client devra payer les frais de migration au service de fourniture de gaz naturel traditionnel du distributeur prévus à l'article 11.1.2.3.~~

~~Nonobstant ce qui précède, le client doit avoir utilisé le service de fourniture de gaz naturel traditionnel du distributeur durant une période minimale de 12 mois avant de se retirer du service.~~

[...]

**11.2.2.2 Ajustement relié aux inventaires**

~~**Avec transfert de propriété** : Le prix de fourniture de gaz naturel est accompagné d'un ajustement pour tenir compte de la variation de la valeur des inventaires résultant d'un changement dans le prix de fourniture de gaz naturel, ainsi que des coûts reliés au maintien de ces inventaires. Cet ajustement est décrit au chapitre « Ajustements reliés aux inventaires ».~~

1 ~~**Sans transfert de propriété** : Le client ne se voit pas facturer l'ajustement relié aux inventaires~~  
2 ~~qui accompagne le prix de fourniture de gaz naturel.~~

[...]

### 3 **11.2.3.4 Préavis d'entrée**

4 Sous réserve de l'article 11.1.3.5, le client qui désire fournir au distributeur le gaz naturel qu'il retire  
5 à ses installations doit en informer ce dernier par écrit au moins ~~6 mois~~ 60 jours à l'avance.

6 ~~En deçà du préavis demandé, le client devra payer les frais de migration au service de fourniture~~  
7 ~~de gaz naturel du distributeur prévus à l'article 11.1.2.3.~~

8 Nonobstant ce qui précède, le client doit avoir utilisé le service de fourniture de gaz naturel du  
9 distributeur durant une période minimale de 12 mois avant de se retirer du service.

### 10 **11.2.3.5 Obligations du client**

11 Le client doit :

12 1° être le véritable propriétaire et l'utilisateur ultime du gaz naturel;

13 2° s'assurer de la sécurité de son approvisionnement. Notamment, advenant que son  
14 fournisseur cesse ses livraisons, le client devra, dans un délai n'excédant pas le dernier  
15 jour du mois suivant la connaissance des faits, identifier un nouveau fournisseur. À défaut  
16 de fournir l'identification dans le délai imparti, le client sera transféré au service de  
17 fourniture de gaz naturel du distributeur et sera assujéti aux ~~à~~ l'articles 11.1.2.3 et 11.1.3.5;

[...]

## **12. TRANSPORT**

[...]

### 18 **12.1.2.2 Ajustement relié aux inventaires**

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

[...]

### 23 **12.1.43.1 Préavis d'entrée**

24 Le client qui désire se prévaloir du service de transport du distributeur au plus tôt le 1<sup>er</sup> novembre doit  
25 en informer ce dernier par écrit avant le 1<sup>er</sup> mars précédent. En deçà du préavis demandé, le client  
26 devra payer pour les douze mois suivants son retour au service de transport une majoration de 20%  
27 du prix de l'article 12.1.2.1. Nonobstant ~~le respect ou non par le client du préavis exigé au présent~~  
28 ~~article~~ ce qui précède, le client ne pourrait se prévaloir du service de transport du distributeur que s'il  
29 était possible pour le distributeur de le lui fournir.

**1 12.1.43.2 Préavis de sortie**

2 Sous réserve de l'article 12.2.1, le client qui ne désire plus se prévaloir du service de transport du  
3 distributeur pour fournir le service lui-même doit en informer ce dernier par écrit au moins 60 jours à  
4 l'avance.

Nonobstant le respect ou non par le client du préavis exigé au présent article, ce dernier ne pourrait se retirer du service de transport du distributeur que s'il était ~~rentable et opérationnellement~~ possible pour le distributeur de l'accepter.

[...]

**5 12.2.2.2 Ajustement relié aux inventaires**

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

[...]

**8 12.2.3.1.1 Durée des contrats de transport cédés**

9 La capacité de transport cédée au client provient des contrats de transport de :

10 ~~1° « Service garanti courte distance entre Parway et le territoire d'Énergir » du distributeur, détenus~~  
11 ~~auprès de TransCanada PipeLines Limited ou de Enbridge Gas Limited. La durée de la cession de~~  
12 ~~capacité de transport est de 5 ans, ayant une durée résiduelle la plus près possible de la durée~~  
13 ~~résiduelle moyenne de l'ensemble des contrats du distributeur ; et~~

14 ~~2° « M12 entre Dawn et Parkway » du distributeur, détenu auprès de Union Gas Limited, ayant une~~  
15 ~~durée résiduelle la plus près de celle cédée entre Parkway et le territoire d'Énergir défini à l'alinéa 1.~~

**16 12.2.3.1.2 Calcul de la capacité cédée**

17 La capacité cédée au client correspond à la totalité de ses besoins annuels. La capacité cédée  
18 pour répondre à la totalité des besoins annuels du client correspond au maximum entre le volume  
19 annuel réel de l'année précédente, le volume annuel prévu de l'année précédente ou le volume  
20 annuel prévu de la prochaine année. ~~est établie à partir du volume annuel moyen des deux années~~  
21 ~~précédant la cession ou, le cas échéant pour un nouveau client, à partir du volume annuel projeté,~~  
22 ~~divisé par 365 jours. Le volume annuel est normalisé pour la température pour les clients des tarifs~~  
23 ~~de distribution D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>.~~

**24 12.2.3.2 Préavis d'entrée**

25 Le client qui désire fournir son service de transport doit en informer le distributeur par écrit au moins  
26 60 jours à l'avance.

27 Nonobstant le respect ou non par le client du préavis exigé au présent article, ce dernier ne pourrait  
28 fournir son propre service de transport que s'il était ~~rentable et opérationnellement~~ possible pour  
29 le distributeur de l'accepter. »



**Demande portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro, R-3867-2013**

1 En plus des modifications présentées pour les services de fourniture et de transport, de nombreux  
 2 changements seraient requis aux articles qui composent le service d'équilibrage, advenant  
 3 l'approbation de la proposition d'Énergir.

4 Pour prendre en considération la nouvelle décomposition du prix au service d'équilibrage en deux  
 5 composantes, le retrait du paramètre H dans le calcul et l'abolition des bornes inférieure et  
 6 supérieure, l'article 13.1.2.2 du tarif d'équilibrage devrait être modifié. Toujours au service  
 7 d'équilibrage, la redéfinition de la période d'observation de la pointe pour qu'elle débute au  
 8 premier jour de décembre et se termine au dernier jour de février nécessiterait une modification  
 9 des articles 13.1.3.1 et 13.1.3.2.

10 Ensuite, pour tarifier plus équitablement les clients avec de faibles coefficients d'utilisation en  
 11 considérant un paramètre différent des autres clients, [...] une modification de l'article 13.1.2.3  
 12 serait requise :

13 **« 13.1.2.2 Prix pour les autres clients et pour les clients assujettis, en date du**  
 14 **30 septembre 2012, à l'article 13.1.2.2 des Conditions de service et tarif en vigueur au**  
 15 **1er décembre 2010**

16 Pour chaque m<sup>3</sup> de volume retiré, excluant les volumes de « gaz d'appoint concurrence » ou  
 17 de « gaz d'appoint pour éviter une interruption », le prix unitaire en €/m<sup>3</sup> est calculé de la façon  
 18 suivante :

$$19 \quad \frac{363,3 \times (P - H) + 1567,3 \times (H - A)}{20 \quad \text{Volume annuel}}$$

$$21 \quad \frac{\left[ \left( \frac{1}{CU} - 1 \right) \times x, xxx \right] + x, xxx}{22}$$

22 où **CU : Coefficient d'utilisation =  $\frac{\text{Consommation journalière moyenne Annuelle (A)}}{\text{Consommation journalière de Pointe (P)}}$**

23 ~~— A : Consommation journalière moyenne Annuelle~~

24 ~~— H : Consommation journalière moyenne d'Hiver (période du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars)~~

25 ~~— P : Consommation journalière de Pointe~~

26 Le détail du calcul des paramètres A et P se retrouve à l'article 13.1.3. Pour les clients en  
 27 service de distribution D<sub>5</sub>, les paramètres A, H et P utilisés dans la formule sont les paramètres  
 28 modifiés pour tenir compte des jours d'interruption.  
 29

30 Le prix ne peut toutefois pas être inférieur à 1,561 €/m<sup>3</sup> ni supérieur à 7,638xx,xxx €/m<sup>3</sup>.

1 **13.1.2.3 Prix moyen**

2 L'article 13.1.2.2 ne s'applique pas lorsque le volume retiré entre le 1<sup>er</sup> octobre 2018 et le  
 3 30 septembre 2019 à un service continu ou interruptible est nul ou ne représente pas 12 mois  
 4 consécutifs de consommation.

5 [...]

6 **13.1.3 CALCUL DES PARAMÈTRES**

7 Sous réserve des articles 13.1.2.1 et ~~48.2-317.2.3~~, les paramètres de consommation sont calculés  
 8 comme suit :

9 **13.1.3.1 Paramètres pour les clients en services de distribution D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>**

10 A = volume du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 30 septembre 2019  
 11 # jours du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 30 septembre 2019

12 ~~H = volume du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 31 mars 2019~~  
 13 ~~— # jours du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 31 mars 2019~~

14 P = consommation journalière maximale du 1<sup>er</sup> ~~novembre~~ décembre 2018 au 31  
 15 ~~mars~~ 28 février 2019

16 Pour les clients aux services de distribution D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub> à l'exception des clients en combinaison  
 17 tarifaire D<sub>3</sub>-D<sub>5</sub>, la consommation journalière maximale des mois d'hiver est estimée de la façon  
 18 suivante :

$$19 \quad P = (\text{MaxC}) \times \text{multiplicateur}$$

20 où MaxC = Maximum de la consommation journalière moyenne de chacun des mois de  
 21 ~~novembre~~ décembre 2018 à ~~mars~~ février 2019

22 où multiplicateur = Maximum (2, 1 - (1, 1 x A ÷ MaxC) ; 1)

23 **13.1.3.2 Paramètres pour les clients en service de distribution D<sub>5</sub>**

24 Les paramètres **A**, **H** et **P** sont modifiés comme suit pour tenir compte des jours d'interruption :

A = volume du 1<sup>er</sup> octobre 2020 au 30 septembre 2021    × ( # jours du 1<sup>er</sup> octobre 2020 au 30 septembre 2021 - J<sub>max</sub> )  
# jours du 1<sup>er</sup> octobre 2020 au 30 septembre 2021    ( # jours du 1<sup>er</sup> octobre 2020 au 30 septembre 2021 - J<sub>réel</sub> )

~~H = volume du 1<sup>er</sup> novembre 2020 au 31 mars 2021~~    × ( # jours du 1<sup>er</sup> novembre 2020 au 31 mars 2021 - J<sub>max</sub> )  
# jours du 1<sup>er</sup> novembre 2020 au 31 mars 2021    ( # jours du 1<sup>er</sup> novembre 2020 au 31 mars 2021 - J<sub>réel</sub> )

25 P = consommation journalière maximale des mois du 1<sup>er</sup> ~~novembre~~ décembre 2020 au 31-~~mars~~ dernier jour de février 2021 x  
 26 maximum (75 - J<sub>max</sub> ; 0)  
 27 75

28 [...]

1 Toujours en équilibre, l'article 13.1.4 portant sur la transposition des volumes devrait être  
 2 modifié afin de tenir compte du fait que les volumes des clients en achat direct qui utilisent le  
 3 service de transport d'Énergir ne seraient plus transposés.

4 « **13.1.4 ~~Transposition des volumes~~ Traitement des livraisons**

5 **13.1.4.1 Frais d'ajustement pour livraison non uniforme**

6 *Pour les clients assujettis au prix de l'équilibrage de l'article 13.1.2.2, qui fournissent au*  
 7 *distributeur le gaz naturel et qui achètent du distributeur le transport servant à acheminer*  
 8 *jusqu'au territoire du distributeur le gaz naturel qu'ils retirent à leurs installations, des frais*  
 9 *d'ajustement sont facturés à la fin de la période du contrat de fourniture. Le client peut choisir*  
 10 *entre les deux modalités de facturation suivantes : -ou qui sont engagés auprès du distributeur*  
 11 *dans une entente de fourniture à prix fixe, le prix de l'équilibrage doit être calculé à partir d'un*  
 12 *profil de consommation transposée établi comme suit, sous réserve de l'article 18.2.3 :*

- 13 1° report, sur les 12 mois de la période contractuelle suivante, des frais d'ajustement; ou  
 14 2° règlement financier des frais d'ajustement en fin de période contractuelle; un client qui  
 15 modifie en cours d'année du contrat de fourniture les services qu'il achète du  
 16 distributeur doit toujours régler financièrement les frais d'ajustement en fin de période  
 17 contractuelle.

18 Le choix doit être signifié par écrit au distributeur avant le début du contrat de fourniture. À  
 19 défaut de signifier ce choix dans le délai imparti, les frais d'ajustement seront réglés  
 20 financièrement à la fin de la période contractuelle.

21 La valeur des frais d'ajustement est égale à l'impact de prix générés par les écarts quotidiens  
 22 entre le VJC et la LTU basée sur la période de calcul des frais d'ajustement débutant à la date  
 23 d'anniversaire du contrat de fourniture et se terminant à la date d'anniversaire du contrat  
 24 l'année suivante. La LTU est établie de la façon suivante :

25 LTU = livraison théorique uniforme de la période de calcul (somme des VJC  
 26 de la période de la période de calcul ÷ # jours de la période de calcul)

27 L'excédent de VJC par rapport à la LTU est acheté par le distributeur, et le déficit de VJC par  
 28 rapport à la LTU est vendu au client, au prix suivant :

- 29 • de 0 % à 2 % de la LTU, au prix moyen de fourniture de gaz naturel du distributeur au  
 30 cours de la période de calcul;  
 31 • au-delà de 2 % de la LTU, au moindre, dans le cas d'un excédent, ou au plus élevé,  
 32 dans le cas d'un déficit :  
 33 - du prix moyen de fourniture de gaz naturel du distributeur au cours de la  
 34 période de calcul, et  
 35 - du prix du marché au moment où l'écart s'est produit.

**13.1.4.1 Regroupement de clients au service de fourniture**

Les frais d'ajustement de l'ensemble des clients d'un regroupement, le cas échéant, sont calculés séparément pour chacun des clients regroupés si les VJC individuels ont été fournis par le regroupement ou, à défaut, sont répartis entre chacun des clients regroupés au prorata de leur volume respectif retiré au cours de la période contractuelle. Les frais d'ajustement sont ensuite facturés individuellement aux clients.

**13.1.4.2 Transposition des volumes**

Pour les clients qui fournissent au distributeur le transport servant à acheminer jusqu'au territoire du distributeur le gaz naturel qu'ils retirent à leurs installations, le prix d'équilibrage défini à l'article 13.1.2.2 doit être calculé à partir d'un profil de consommation transposée établi comme suit, sous réserve de l'article 18.2.3 :

$$CT = C + LTU - VJC$$

où **CT** = consommation (mensuelle ou quotidienne, selon le cas) transposée

**C** = consommation (mensuelle ou quotidienne, selon le cas)

**LTU** = livraison théorique uniforme de la période (somme des VJC du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 30 septembre 2019 ÷ # jours du 1<sup>er</sup> octobre 2018 au 30 septembre 2019);

**VJC** = volume journalier contractuel

Les LTU et VJC sont calculés sur une base mensuelle pour les clients sans lecture quotidienne. »

Enfin, les OMA seraient déplacées de la section sur le transport à celle sur l'équilibrage, de sorte que l'article 12.1.3 serait supprimé du service de transport et de nouveaux articles sont intégrés au service d'équilibrage sous l'article 13.1.5.

**« 13.1.5 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)**

Pour tout client avec une demande de capacité de pointe plus grande ou égale à 300 000 m<sup>3</sup>, la somme des montants facturés en transport et en équilibrage doit être au moins égale à l'OMA applicable pour la même période.

La demande de capacité de pointe est déterminée de la façon suivante :

- Pour les clients au service de transport du distributeur, il s'agit de la plus élevée entre la pointe quotidienne réelle de l'année précédente, la pointe quotidienne prévue de l'année précédente ou la pointe prévue de la prochaine année;
- Pour les clients qui fournissent leur service de transport, il s'agit de la plus élevée entre la pointe quotidienne réelle de l'année précédente, la pointe quotidienne prévue de l'année précédente ou la pointe prévue de la prochaine année, à laquelle est soustraite la moyenne quotidienne réelle ou prévue.

**13.1.5.1 Établissement de l'OMA**

Pour un nouveau client, un ajout de charge ou un client qui revient au service de transport du distributeur, pour lequel Énergir a dû contracter des capacités de transport supplémentaires, l'OMA est fixée pour cinq ans et est égale à la demande de capacité de pointe, multipliée par 365 et par 75 %.

Pour tout autre client, l'OMA est égale à la demande de capacité de pointe, multipliée par 365 et par 75 %.

**13.1.5.2 Facturation du ~~volumerevenu~~ déficitaire**

Si, à la fin d'une année contractuelle, le client s'est vu facturer en transport et en équilibrage un montant inférieur à son OMA, le montant déficitaire lui sera facturé.

**13.1.56 CONDITIONS ET MODALITÉS [...] »**

Étant donné qu'Énergir propose au service d'équilibrage une OMA en dollars, et non en m<sup>3</sup> comme les OMA sont actuellement définies, un changement à la définition de l'article 1.3 des CST serait de mise pour distinguer les deux unités d'OMA possibles :

**« OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)**

Au service de distribution, elle est un ~~v~~volume minimal annuel de gaz naturel, pour chaque année du contrat, que le client s'engage à payer, conformément au texte des Conditions de service et tarif, qu'il le retire ou l'injecte ou non.

Au service d'équilibrage, elle est un revenu minimal, pour chaque année du contrat, que le client s'engage à payer, conformément au texte des Conditions de service et Tarif. »

Pour terminer, il est à noter qu'aucune modification au sujet des livraisons uniformes et du service de fourniture avec transfert de propriété n'est proposée étant donné qu'Énergir ne recommande d'y apporter aucun changement.

**8 DÉLAIS ADMINISTRATIFS**

Les propositions formulées dans la pièce Gaz Métro-5, Document 12, la pièce Gaz Métro-5, Document 13 de même que dans la présente pièce exigeront, sous réserve de leur approbation, des développements informatiques importants pour mener à leur application. De nombreuses mises à jour, tel que de matériel de formation à l'interne ou de documentation à l'externe, seront également requises.

1 L'entrée en vigueur des modifications proposées dans le cadre de ce dossier dépendra  
2 principalement de l'évolution du dossier R-4086-2019. En effet, les ressources disponibles chez  
3 Énergir pour mener à terme les travaux de refonte tarifaire pourraient être déjà mobilisées pour  
4 le programme de modernisation de la solution Planification des Ressources de l'Entreprise.

## CONCLUSION

5 En conclusion, Énergir a émis de nombreuses propositions au sujet de la tarification des services  
6 de fourniture, de transport et d'équilibrage dans le cadre du volet 2 de la phase 2B du présent  
7 dossier. Le niveau d'interfinancement découlant de l'application des méthodes proposées de  
8 génération des tarifs démontre que ces propositions sont cohérentes avec la causalité des coûts  
9 retenue comme assise dans le cadre du volet 1 du dossier<sup>57</sup>. Comme mentionné précédemment,  
10 aucune proposition ne diffère du dépôt original de la preuve, à l'exception de la proposition  
11 concernant l'évaluation de la pointe pour les clients en lecture mensuelle et le prix maximum en  
12 équilibrage.

### Énergir demande à la Régie :

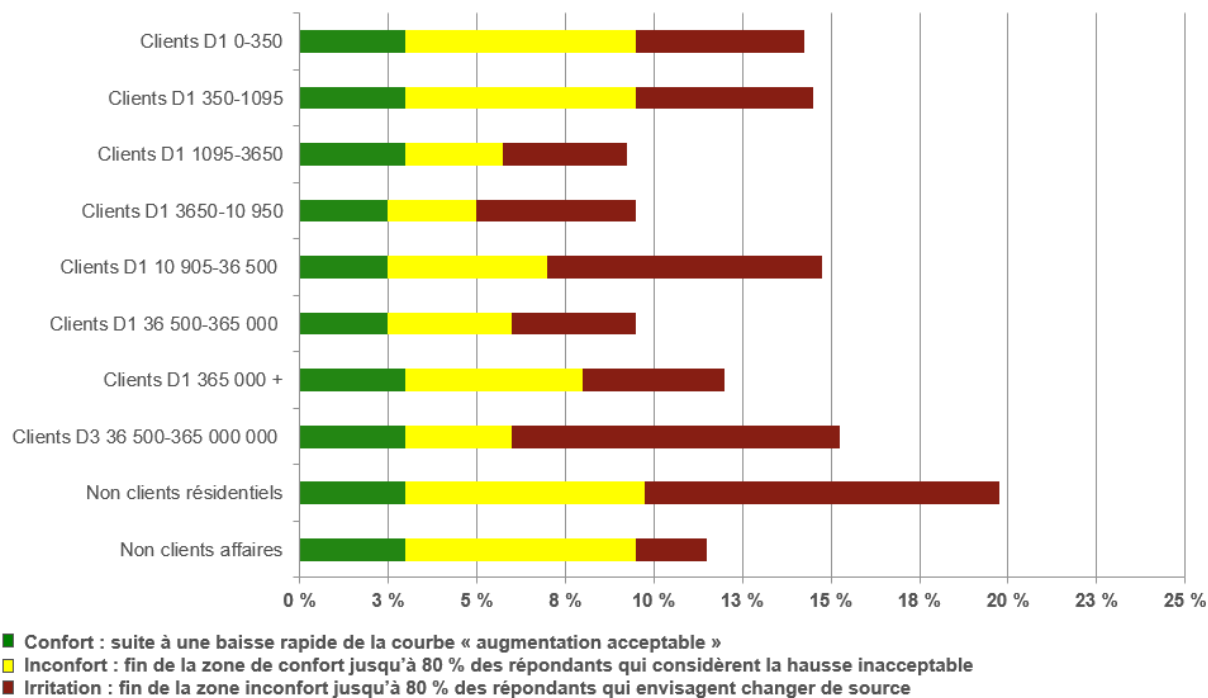
- 14 a) **d'approuver l'abolition du service d'ajustements reliés aux inventaires et le**  
15 **traitement de ces coûts au service d'équilibrage;**
- 16 b) **d'approuver l'abolition des frais de migration au service de fourniture;**
- 17 c) **de prendre acte des réponses au suivi lié à la décision D-2016-126 concernant le**  
18 **service de fourniture avec transfert de propriété, présenté à la section 1.2, et de s'en**  
19 **déclarer satisfaite;**
- 20 d) **d'approuver l'imposition de frais de retard correspondant à 20 % du prix de**  
21 **transport applicables pour une période de 12 mois, lorsque l'échéance du 1<sup>er</sup> mars**  
22 **du préavis d'entrée au service de transport du distributeur n'est pas respectée;**
- 23 e) **d'approuver le retrait de la notion de rentabilité dans les règles de sortie du service**  
24 **de transport du distributeur;**

---

<sup>57</sup> Gaz Métro-5, Document 12.

- 1 f) d'approuver les nouvelles règles de cession des capacités de transport, comme  
2 décrites à la section 2.5.1;
- 3 g) d'approuver l'élimination des OMA au service de transport et le remplacement de  
4 celles-ci par des OMA au service d'équilibrage applicables, selon les modalités  
5 décrites à la section 2.6.2;
- 6 h) d'approuver la nouvelle formule du tarif d'équilibrage, comme décrite à la  
7 section 3.4;
- 8 i) d'approuver la nouvelle définition de la période d'observation de la pointe, soit du  
9 premier jour de décembre au dernier jour de février;
- 10 j) d'approuver le maintien de l'utilisation du multiplicateur pour les clients D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>, à  
11 l'exception des clients en combinaison tarifaire D<sub>3</sub>-D<sub>5</sub>;
- 12 k) d'approuver l'abolition du prix minimum au service d'équilibrage;
- 13 l) d'approuver un prix maximum équivalent à un CU de 10 % au service d'équilibrage;
- 14 m) de prendre acte du fait que le seuil d'accessibilité au prix d'équilibrage individualisé  
15 sera réévalué dans la phase 4 du présent dossier;
- 16 n) d'approuver le remplacement de la transposition des volumes à l'équilibrage, dans  
17 le cas des clients qui fournissent au distributeur le gaz naturel qu'ils retirent à leurs  
18 installations et qui utilisent le service de transport d'Énergir, par des frais  
19 d'ajustement avec l'application d'une marge de manœuvre de 2 %;
- 20 o) d'approuver le retrait de la transposition des volumes à l'équilibrage, dans le cas  
21 des clients qui sont engagés auprès du distributeur dans une entente de fourniture  
22 à prix fixe;
- 23 p) d'approuver la mesure transitoire, consistant à maintenir l'utilisation des  
24 paramètres A et P modifiés dans le calcul du taux d'équilibrage jusqu'à l'entrée en  
25 vigueur de la nouvelle offre interruptible, comme décrite à la section 6;
- 26 q) d'approuver les modifications, ajouts et retraits aux *Conditions de service et Tarif*  
27 présentées à la section 7;
- r) de prendre acte des réponses au suivi lié à la décision D-2016-126, présentées à  
l'annexe 4, et de s'en déclarer satisfaite.

## ANNEXE 1 : ANALYSE DE SENSIBILITÉ PRIX

Comparaison de la sensibilité prix entre différents groupes de clients<sup>(1)</sup>

<sup>(1)</sup> Extrait d'une étude sensibilité-prix effectuée en 2013 par la firme Extract Recherche Marketing.



**ANNEXE 2 : ANALYSE DE SENSIBILITÉ ET BALISAGE EN LIEN AVEC LES RÈGLES PROPOSÉES AU SERVICE DU TRANSPORT**

1 Énergir a étudié l'impact des modifications aux règles de sortie et aux OMA en faisant une analyse  
2 de sensibilité. L'analyse en question permet d'évaluer l'impact tarifaire potentiel de différents  
3 scénarios et de déterminer comment les mesures proposées viennent réduire cet impact.

4 Pour les simulations, Énergir a posé comme hypothèse qu'un grand client, à la hauteur du plus  
5 gros client du distributeur, prévoit une importante augmentation de sa pointe pour les prochaines  
6 années, faisant ainsi en sorte qu'Énergir doive contracter du transport primaire pour le client. Les  
7 capacités sont contractées pour 15 ans, conformément aux règles de TCPL.

8 Cinq scénarios sont évalués :

9 Scénario A : le client consomme comme prévu pour les 15 prochaines années ; ce scénario  
10 peut également représenter une cession de 15 ans (règle actuelle de sortie) pour un client qui  
11 quitterait le service de transport du distributeur;

12 Scénario B : le client ne consomme pas les capacités contractées et aucune mesure n'est  
13 prise pour minimiser les coûts échoués;

14 Scénario C : le client ne consomme pas, mais il quitte le service de transport avec une cession  
15 de 5 ans;

16 Scénario D : le client ne consomme pas, mais est sujet aux nouvelles règles d'OMA;

17 Scénario E : le client ne consomme pas, mais est sujet aux règles d'OMA actuellement en  
18 vigueur.

19 Les scénarios présentés dans le tableau 2.1 reflètent une situation extrême dans laquelle aucune  
20 croissance des ventes ou de stratégie de revente ne viendrait faire en sorte de diminuer les coûts  
21 échoués. Les coûts échoués maximums y sont donc présentés.

Tableau 2.1

## Analyse de sensibilité des coûts échoués

Scénario	Capacité supplémentaire à contracter chaque année (Mm <sup>3</sup> )	Vol. annuel (Mm <sup>3</sup> )	Revenus de Transport <sup>58</sup> pour 15 ans (M\$)	Pertes sur 15 ans (M\$)	Revenus d'OMA sur 5 ans <sup>59</sup> (M\$)	Coûts échoués (M\$)	Impact Tarifaire <sup>60</sup> (¢/m <sup>3</sup> )
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(7)	(8)
<b>A</b>	170	170	59,4	0	0	0	0
<b>B</b>	170	0	0	59,4	0	59,4	0,982
<b>C</b>	170	0	19,8	39,6	0	39,6	0,654
<b>D</b>	170	0	0	59,4	18,6	40,9	0,675
<b>E</b>	170	0	0	59,4	15,5	50,0	0,726

1 L'analyse de sensibilité présente les mesures prises indépendamment et leur impact tarifaire. En  
2 situation de coûts échoués, diverses alternatives s'offrent au distributeur afin de les minimiser.  
3 Les règles proposées par Énergir font partie de ces alternatives, mais n'ont pas ce seul objectif.  
4 Avec les conditions qu'elle propose, Énergir cherche également à établir des balises claires,  
5 simples et facilement applicables qui permettent aux clients de profiter des opportunités du  
6 marché, sans toutefois inciter les migrations d'un service de transport à un autre.

7 En complément, Énergir a réalisé une revue des conditions tarifaires de distributeurs gaziers  
8 canadiens en ce qui concerne la migration au service de transport. L'information récoltée par  
9 cette veille tarifaire n'est que partielle, mais a permis à Énergir de valider ses propositions  
10 vis-à-vis celles de ses pairs.

11 Union Gas applique des règles similaires aux règles proposées par Énergir, où l'objectif principal  
12 est le maintien de l'équité entre les clients dans un contexte de services dégroupés<sup>61</sup> plutôt que  
13 le respect de critères de rentabilité. Plus précisément, le distributeur ontarien autorise les

<sup>58</sup> Le taux de transport utilisé est de 2,331 ¢/m<sup>3</sup> provenant de la Cause tarifaire 2020-2021 (R-4119-2020).

<sup>59</sup> Pour estimer l'OMA, un CU de 80 % est utilisé.

<sup>60</sup> R-4119-2020, B-0082, Énergir-Q, Document 3 : L'impact tarifaire serait applicable au taux unitaire de transport du distributeur (2,331 ¢/m<sup>3</sup>) et a été estimé avec les volumes annuels prévus de la Cause tarifaire 2020-2021 (6 054 570 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>).

<sup>61</sup> <https://www.uniongas.com/-/media/about-us/policies/ServiceSwitching.pdf?la=en>

1 migrations entre différentes combinaisons de services si le critère de capacité opérationnelle est  
2 satisfait. Finalement, Union Gas conserve un pouvoir discrétionnaire sur l'acceptation des  
3 migrations entre les différents services moyennant l'application de garanties financières.

4 De son côté Enbridge Gas<sup>62</sup> permet la migration à son service de transport (*bundled rate*) ou la  
5 migration au service de transport du client (*unbundled rate*) si la capacité opérationnelle du  
6 réseau et de l'entreposage le permet. De plus, si le client demande de migrer sans le préavis  
7 demandé, Enbridge applique des conditions additionnelles (règlement des OMA et règlement du  
8 solde entre livraisons et la consommation du client) afin de s'assurer du maintien de l'équité entre  
9 les clients.

10 Fortis BC n'offre pas de service de transport dégroupé comparable à celui d'Énergir pour l'instant  
11 et son offre de services dégroupés ne vise que les achats directs<sup>63</sup>.

12 En conclusion, Énergir constate que les distributeurs canadiens cités faisant l'objet de la veille  
13 tarifaire déterminent plutôt l'acceptabilité d'une demande de migration en fonction du critère de  
14 contrainte du réseau. De plus, des mesures additionnelles sont en place pour inciter la clientèle  
15 à signaler son intention de migrer avec un délai permettant de minimiser les impacts sur le reste  
16 de la clientèle. Il est néanmoins important de souligner que le contexte réglementaire et les  
17 conditions de marché propre à chaque province limitent la comparabilité des conditions tarifaires  
18 des différents distributeurs gaziers canadiens à l'égard des conditions tarifaires relatives à la  
19 migration au service de transport.

---

<sup>62</sup> Understanding Unbundled Rates and Services : <https://www.enbridgegas.com/Commercial-and-Industrial/Data-Sources/Unbundled> (Modeling tool and material forms / Unbundled rates and Services).

<sup>63</sup> [https://fbcdotcomprod.blob.core.windows.net/libraries/docs/default-source/about-us-documents/regulatory-affairs-documents/gas-utility/fortisbc\\_generaltermsandconditions.pdf?sfvrsn=202bc0bf\\_2](https://fbcdotcomprod.blob.core.windows.net/libraries/docs/default-source/about-us-documents/regulatory-affairs-documents/gas-utility/fortisbc_generaltermsandconditions.pdf?sfvrsn=202bc0bf_2) (Sections 26 et 27).

**ANNEXE 3 : TARIFS D'ÉQUILIBRAGE ACTUELS ET PROPOSÉS POUR DIFFÉRENTS PROFILS DE LIVRAISON**

1 L'annexe 3 présente une simulation tarifaire au service d'équilibrage avec les tarifs actuels et  
2 proposés pour un profil de livraison non uniforme. Les tableaux 3.1 à 3.4 présentent un exemple  
3 de calcul de la facture totale du service d'équilibrage.

4 Les prix utilisés pour le calcul des factures sont les suivants :

- 5 - Prix mensuels de la fourniture (colonne 4) : coût moyen des achats au service de  
6 fourniture d'octobre 2018 à septembre 2019, rapportés dans le Rapport annuel 2019,  
7 servant à calculer le transfert de coût du service de fourniture au service d'équilibrage.  
8 Ces prix sont utilisés pour calculer les frais d'ajustement pour livraison non uniforme;
- 9 - Prix d'espace et de pointe du service d'équilibrage : prix proposés au service  
10 d'équilibrage qui seront en vigueur à partir du 1<sup>er</sup> décembre 2020, sous réserve d'être  
11 approuvés. Ces prix sont utilisés afin de calculer la facture totale du service  
12 d'équilibrage avec la méthode de tarification actuelle;
- 13 - Taux d'équilibrage – fonction du CU : *taux moyen de pointe* multiplié par  $\left(\frac{1}{\text{CU}} - 1\right)$   
14 comme présenté dans la section 3.6 du présent document. Le résultat est ensuite  
15 multiplié par le volume annuel pour obtenir la facture d'équilibrage associée au profil  
16 de consommation;
- 17 - Taux d'équilibrage – fonction du volume : *taux moyen autres coûts* présenté à la  
18 section 3.6 du présent document. Le résultat est multiplié par le volume annuel pour  
19 obtenir la facture d'équilibrage non associée au profil de consommation.

20 Pour les clients qui fournissent au distributeur le gaz naturel qu'ils retirent à leur installation, mais  
21 qui achètent le service de transport du distributeur, la facture totale du service d'équilibrage est  
22 présentée en appliquant les propositions des sections 3 et 5 du présent document, et rapportée  
23 en taux au volume retiré. Cependant, Énergir met le lecteur en garde quant à l'interprétation d'un  
24 taux unitaire au volume retiré, puisque les frais d'ajustement du profil de livraison non uniforme  
25 ne sont pas établis en fonction du volume, mais représentent un montant en dollars.

1 Dans les tableaux 3.1, 3.2 et 3.3 – déposés séparément en format Excel – de l'annexe 3, l'impact  
2 tarifaire d'un profil de livraison non uniforme est présenté selon onze profils de consommation  
3 différents, incluant un profil de consommation calqué sur le profil de livraison (*deliver and burn*),  
4 ainsi qu'un profil de consommation complètement uniforme. Le tableau 3.1 présente l'impact  
5 tarifaire avec les tarifs en vigueur. Le tableau 3.2 présente l'impact tarifaire pour tout client qui  
6 livre sa fourniture jusqu'au territoire d'Énergir avec les tarifs proposés. Le tableau 3.3 présente  
7 l'impact tarifaire pour tout client qui livre au point convenu hors Québec avec les tarifs proposés.

8 Le tableau 3.4 présente l'impact tarifaire pour onze différents profils de livraison, pour tout client  
9 avec un profil de consommation uniforme qui livre au point convenu hors Québec, avec les tarifs  
10 proposés.

**ANNEXE 4 : SUIVIS DE LA DÉCISION D-2016-126**

Tarifification pointe/hors pointe

1 Dans la décision D-2016-126<sup>64</sup>, la Régie demande à Énergir d'évaluer la possibilité d'offrir une  
2 tarification pointe/hors pointe aux clients en mesure de moduler leur demande. Dans le cas des  
3 services d'approvisionnement, une telle offre ne serait pas utile.

4 Une tarification pointe/hors pointe consiste en un prix différencié en fonction d'un critère lié à la  
5 consommation en période de pointe. Ce critère peut être une période prédéfinie au calendrier, ou  
6 des journées pour lesquelles la température est inférieure à un certain seuil.

7 D'abord, il serait inéquitable de facturer un prix de gaz de réseau ou un prix de transport  
8 différencié selon les périodes de l'année. En effet, comme les clients en achat direct doivent livrer  
9 la fourniture selon un profil uniforme, le prix des services de fourniture et de transport d'Énergir  
10 doivent être annualisés (basés sur 12 mois).

11 Dans le cas du service d'équilibrage, Énergir préfère la tarification en fonction de la pointe  
12 quotidienne qui cible le principal inducteur de coûts. En effet, des tarifs pointe/hors pointe ne  
13 pénaliseraient pas un client qui consomme un important volume au cours de la même journée,  
14 alors qu'il génère des coûts plus élevés que s'il avait réparti uniformément sa consommation sur  
15 toutes les journées de la période de pointe.

16 De plus, un tarif différencié pour les périodes plus froides ne garantirait pas la réduction des unités  
17 consommées en pointe, contrairement au service interruptible par exemple. Les outils et les coûts  
18 qu'ils engendrent ne pourraient donc pas être réduits.

Partage d'infrastructure

19 Dans la décision D-2016-126<sup>65</sup>, la Régie demande à Énergir d'évaluer la possibilité de partager  
20 l'infrastructure de mesurage avancée mise en place par Hydro-Québec dans ses activités de  
21 distribution. Énergir a présenté, à l'annexe 7 de la pièce Gaz Métro-5, Document 12, les  
22 technologies de relève de compteurs qu'elle utilise.

---

<sup>64</sup> Paragraphe 74.

<sup>65</sup> Paragraphe 74.

1 Le bénéfice qu'apporterait une infrastructure de mesurage avancé est la transmission de données  
2 en temps réel. Énergir constate qu'Hydro-Québec, pour répondre à ce besoin, possède des  
3 appareils permettant la transmission de l'information provenant des compteurs sur les réseaux  
4 de téléphonie cellulaire. Or, au niveau des services d'approvisionnement, Énergir n'obtiendrait  
5 aucune valeur de la transmission en temps réel, puisque les approvisionnements sont tous  
6 contractés à l'avance et que le réseau est surveillé en temps réel pour assurer la sécurité par des  
7 systèmes déjà en place ou pour permettre des transactions d'optimisation. Énergir n'envisage  
8 donc pas la nécessité de recourir à l'infrastructure d'Hydro-Québec pour la tarification en temps  
9 réel des services de fourniture, de transport et d'équilibrage.

10 Finalement, étant donné la structure tarifaire en distribution qui sera déterminée lors de la phase 4  
11 du présent dossier, Énergir évaluera la meilleure avenue pour la transmission des données.

Paramètres utilisés pour la tarification du service d'équilibrage

12 Dans la décision D-2016-126<sup>66</sup>, la Régie demande que soit étudiée la possibilité d'utiliser des  
13 paramètres contractuels pour la tarification du service d'équilibrage, plutôt que des données  
14 réelles de l'année précédente.

15 À la section 7.1.2 de la pièce Gaz Métro-5, Document 12, il a été démontré que la relativité des  
16 profils de consommation des clients les uns par rapport aux autres demeure toujours la même.  
17 L'importance de cette relativité constante pour partager adéquatement les économies d'échelle  
18 a également été expliquée à la section 7.1.4. La relativité des profils s'explique du fait que  
19 l'ensemble des profils vont varier en fonction de la température observée, proportionnellement à  
20 leur variabilité de consommation par rapport aux degrés-jours observés. Pour que la relativité des  
21 profils soit maintenue, il faut donc que les profils considérés de la clientèle reflètent des degrés-  
22 jours équivalents. L'utilisation des données de consommation de la clientèle de l'hiver précédent,  
23 pendant lequel les clients ont fait face à des conditions climatiques similaires, répond à ce critère.  
24 Toutefois, la relativité des profils serait brisée si les données de consommation de l'hiver  
25 précédent étaient utilisées pour certains clients, alors que les données contractuelles maximales  
26 étaient utilisées pour d'autres clients.

27 Ainsi, Énergir estime que l'utilisation de données contractuelles plutôt que réelles ne serait pas  
28 adéquate.

---

<sup>66</sup> Paragraphe 74.

**ANNEXE 5 : ÉTUDE D'ALLOCATION DES COÛTS – MÉTHODES ACTUELLES**

**Cette annexe est déposée en format Excel seulement.**



**ANNEXE 6 : ÉTUDE D'ALLOCATION DES COÛTS – MÉTHODES PROPOSÉES**

**Cette annexe est déposée en format Excel seulement.**