

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2021-082

R-4136-2020

23 juin 2021

---

**PRÉSENTS :**

Louise Rozon

Simon Turmel

François Émond

Régisseurs

---

**Énergir, s.e.c.**

Demanderesse

---

**Décision finale sur le rapport annuel 2019-2020 d'Énergir  
et sur les demandes de traitement confidentiel**

*Demande d'examen du rapport annuel d'Énergir, s.e.c. pour  
l'exercice financier terminé le 30 septembre 2020*



Demanderesse :

**Énergir, s.e.c.**

**représentée par M<sup>es</sup> Vincent Locas et Philip Thibodeau**

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1.</b>	INTRODUCTION .....	5
<b>2.</b>	RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE .....	7
2.1	Base de tarification et additions.....	9
2.2	Résultats des indices de maintien de la qualité de service.....	11
2.3	Plan d'approvisionnement.....	11
2.4	Rentabilité du plan de développement.....	21
2.5	Projets d'investissement inférieurs au seuil : suivi des décisions D-2019-176 et D-2020-164 .....	31
2.6	Programmes commerciaux.....	34
2.7	Réévaluation des suivis relatifs aux plans de développement et aux programmes commerciaux .....	38
<b>3.</b>	EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE .....	39
3.1	Rapport annuel des programmes et des activités en efficacité énergétique .....	39
<b>4.</b>	SUIVIS .....	41
4.1	Suivis des projets de développement .....	41
4.2	Autres suivis annuels à la suite de décisions de la Régie.....	44
4.3	Suivi relatif à l'approvisionnement en gaz naturel renouvelable d'Énergir à la Ville de Saint-Hyacinthe.....	45
4.4	Suivi de la décision D-2014-165 à l'égard de l'explication des écarts entre le rapport annuel 2019-2020 et le dossier tarifaire 2019-2020.....	48
4.5	Suivi des décisions D-2014-077 et D-2020-097 .....	49
4.6	Suivi relatif aux transactions conclues en vertu de l'initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel .....	50
4.7	Rapport de suivi associé à l'activité gaz naturel liquéfié.....	51
4.8	Rapport de suivi du compte d'aide au soutien social.....	53
4.9	Suivi relatif aux aménagements aux <i>Conditions de service et Tarif</i> en lien avec la Pandémie.....	54
<b>5.</b>	DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL .....	55
	DISPOSITIF .....	59
	ANNEXE 1 .....	62

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 30 octobre 2020, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 (5<sup>o</sup>), 75, 81 et 159 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup>(la Loi) une demande d'examen de son rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2020 (la Demande)<sup>2</sup>.

[2] En suivi de la décision D-2019-176<sup>3</sup>, Énergir dépose la liste des projets d'investissements signés dont le montant est inférieur au seuil prévu au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>4</sup> (le Règlement). Le Distributeur indique que la preuve relative au rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2020 (le Rapport annuel 2019-2020), incluant les résultats financiers des activités réglementées d'Énergir, fera l'objet d'un dépôt en décembre 2020. La Demande sera alors amendée en conséquence.

[3] Le 20 novembre 2020, le Distributeur dépose ses réponses à la demande de renseignements (DDR) n° 1 de la Régie.

[4] Le 4 décembre 2020, la Régie rend sa décision D-2020-164<sup>5</sup> dans laquelle elle se prononce sur le suivi aléatoire annuel portant sur la liste des projets inférieurs au seuil prévu au Règlement.

[5] Le 18 décembre 2020, Énergir amende sa Demande<sup>6</sup> (la Demande amendée) et dépose la preuve relative au Rapport annuel 2019-2020. Énergir précise qu'elle en fera la présentation par visioconférence le 28 janvier 2021 dans le cadre d'une séance de travail qui consiste en une communication d'information (la Séance de travail).

[6] Le 22 décembre 2020, la Régie informe Énergir et les intervenants du dossier tarifaire R-4076-2018 qu'elle entend procéder à l'examen de la Demande amendée par voie de consultation. Elle avise les personnes intéressées qui désirent intervenir au présent

---

<sup>1</sup> [RLRQ, c. R-6.01.](#)

<sup>2</sup> Pièce [B-0002](#).

<sup>3</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2019-176](#), par. 50.

<sup>4</sup> [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

<sup>5</sup> Décision [D-2020-164](#).

<sup>6</sup> Pièce [B-0008](#).

dossier, qu'elles doivent déposer une demande à cette fin au plus tard le 4 février 2021. Les personnes intéressées qui prévoient présenter une demande de paiement de frais devront aussi déposer un budget de participation.

[7] Le 28 janvier 2021, Énergir présente son Rapport annuel 2019-2020 au personnel de la Régie et aux intervenants du dossier tarifaire R-4076-2018.

[8] Le 4 février 2021, le GRAME, le ROÉÉ et SÉ-AQLPA déposent leurs demandes d'intervention accompagnées de leurs budgets de participation<sup>7</sup>. Le 8 février 2021, le ROÉÉ dépose sa demande d'intervention et sa liste de sujets d'intervention amendées<sup>8</sup>. Le 9 février 2021, le Distributeur dépose ses commentaires relatifs à ces demandes<sup>9</sup>. Le 12 février 2021, le GRAME, le ROÉÉ et SÉ-AQLPA répondent aux commentaires d'Énergir<sup>10</sup>.

[9] Entre les 2 et 16 février 2021, l'ACEFQ, l'ACIG, le GRAME, la FCEI, OC, le ROÉÉ et SÉ-AQLPA déposent des demandes de paiement de frais pour leur participation à la Séance de travail.

[10] Le 1<sup>er</sup> mars 2021, la Régie rend sa décision procédurale D-2021-024<sup>11</sup>, par laquelle elle rejette les demandes d'intervention du GRAME, du ROÉÉ et de SÉ-AQLPA et ordonne au Distributeur de payer les frais pour la Séance de travail du 28 janvier 2021.

[11] Entre le 7 avril et le 7 mai 2021, le Distributeur dépose ses réponses aux DDR n<sup>os</sup> 2, 3, 4, et 5 de la Régie, dont certaines sous pli confidentiel.

[12] Le 26 mai 2021, Énergir dépose sa deuxième demande réamendée ainsi que des pièces révisées.

---

<sup>7</sup> Pièces [C-GRAME-0002](#), [C-GRAME-0003](#), [C-ROÉÉ-0004](#), [C-ROÉÉ-0005](#), [C-SÉ-AQLPA-0003](#) et [C-SÉ-AQLPA-0005](#).

<sup>8</sup> Pièces [C-ROÉÉ-0008](#) et [C-ROÉÉ-0010](#).

<sup>9</sup> Pièce [B-0171](#).

<sup>10</sup> Pièces [C-GRAME-0005](#), [C-ROÉÉ-0009](#) et [C-SÉ-AQLPA-0007](#).

<sup>11</sup> Décision [D-2021-024](#).

[13] La présente décision porte sur la deuxième demande réamendée ayant pour objet l'examen du Rapport annuel 2019-2020 d'Énergir et sur les demandes de traitement confidentiel<sup>12</sup>.

## 2. RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE

[14] Pour l'année tarifaire financière terminée au 30 septembre 2020, Énergir établit le revenu net d'exploitation permmissible à 139,4 M\$, soit le rendement au taux moyen du coût en capital autorisé de 6,51 % appliqué au montant réel de 2 141,6 M\$ de la base de tarification<sup>13</sup>. Le revenu net d'exploitation réalisé étant de 113,4 M\$, l'écart représente un manque à gagner global de 26,0 M\$ après impôts. Le manque à gagner avant impôts est de 35,4 M\$, duquel 36,1 M\$ représentent la part des clients et 0,7 M\$ un trop-perçu de la part d'Énergir. Les résultats financiers sont présentés au tableau suivant.

TABLEAU 1  
RÉSULTATS FINANCIERS DES EXERCICES TERMINÉS  
LES 30 SEPTEMBRE 2020 ET 2019

<b>Résultats financiers</b> <i>(en milliers de \$)</i>	<b>2020</b>	<b>2019</b> <b>final</b>
Revenu net d'exploitation réel	113 416	166 300
Revenu net d'exploitation permmissible	139 421	139 479
	(26 005)	26 821
Impôts présumés sur le revenu	(9 388)	9 734
<b>Trop-perçu (manque à gagner) avant impôts</b>	<b>(35 393)</b>	<b>36 555</b>
Part des clients	(36 121)	26 016
Part d' Énergir	728	10 539

Sources : Tableau établi à partir de la pièce [B-0045](#) et de la décision [D-2020-097](#), p. 8, par. 14, du dossier R-4114-2019. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

<sup>12</sup> Pièce [B-0209](#).

<sup>13</sup> Pièce [B-0045](#).

[15] Pour le service de distribution, le trop-perçu de 2,6 M\$ découle principalement de l'écart favorable des revenus de distribution de 1,5 M\$ entièrement remis à la clientèle en vertu du mécanisme de découplage des revenus. Le solde résiduel du trop-perçu de 1,1 M\$ est partagé entre les clients (0,4 M\$) et Énergir (0,7 M\$), conformément à la décision D-2019-141<sup>14</sup>.

[16] Les services de transport et d'équilibrage présentent respectivement un manque à gagner de 35,6 M\$ et de 3,2 M\$. Les services de fourniture et du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) présentent respectivement un trop-perçu de 0,7 M\$ et 0,2 M\$<sup>15</sup>. Pour l'ensemble de ces services, les trop-perçus et le manque à gagner sont attribués aux clients, conformément à la Loi et aux décisions D-2013-054<sup>16</sup> et D-2014-171<sup>17</sup>.

[17] Après la prise en compte du partage du trop-perçu du service de distribution et de la bonification de 0,1 M\$ liée aux transactions d'optimisation financières pour les services de transport et d'équilibrage, Énergir établit le taux de rendement sur les capitaux propres et le taux moyen du coût en capital à 8,90 % et 6,51 %<sup>18</sup>, respectivement.

[18] Énergir présente les explications relatives aux résultats de fin d'année et les écarts constatés par rapport aux projections pour les services de distribution, transport et d'équilibrage<sup>19</sup>.

### ***Charges d'exploitation***

[19] Les charges d'exploitation autorisées de 217,1 M\$, ont été établies selon une formule paramétrique qui découle d'un mécanisme réglementaire allégé et temporaire<sup>20</sup>. Les charges d'exploitation réelles étant de 215,6 M\$<sup>21</sup>, l'écart de 1,5 M\$ représente un montant à considérer dans l'établissement du trop-perçu / manque à gagner du Distributeur.

---

<sup>14</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 31, par. 118.

<sup>15</sup> Pièce [B-0045](#).

<sup>16</sup> Dossier R-3809-2012 Phase 1, décision [D-2013-054](#), p. 9, par. 19.

<sup>17</sup> Dossier R-3879-2014 Phase 1, décision [D-2014-171](#), p. 24, par. 114.

<sup>18</sup> Pièces [B-0041](#) et [B-0045](#).

<sup>19</sup> Pièce [B-0018](#), p. 2.

<sup>20</sup> Dossier R-4076-2018, décision [D-2019-141](#), p. 86, par. 371.

<sup>21</sup> Pièce [B-0028](#).

[20] **La Régie prend acte :**

- **des explications fournies par Énergir sur les écarts observés entre les données réelles et les données projetées au dossier tarifaire 2019-2020;**
- **de la conciliation entre les états financiers vérifiés non consolidés, la base de tarification, les éléments hors base et la structure du capital.**

**et du fait que, conformément à la décision D-2019-141<sup>22</sup> :**

- **les associés et les clients d'Énergir se partageront le trop-perçu de 2,6 M\$ relié au service de distribution;**
- **un manque à gagner de 35,6 M\$ relié au service de transport sera assumé par les clients;**
- **un manque à gagner de 3,2 M\$ relié au service d'équilibrage sera assumé par les clients;**
- **un trop-perçu de 0,84 M\$ relié aux services de fourniture et de SPEDE sera remboursé aux clients.**

## **2.1 BASE DE TARIFICATION ET ADDITIONS**

[21] La base de tarification de l'année financière 2020, évaluée selon la moyenne des 13 soldes, s'élève à 2 141,6 M\$, soit une baisse globale de 54,2 M\$ ou -2,47 % comparativement au montant prévu dans le cadre du dossier tarifaire.

---

<sup>22</sup> Énergir réfère à la décision D-2017-135. Or, les trop-perçus et manques à gagner sont partagés conformément à la plus récente formule de partage, soit celle de la décision D-2019-141.

**TABLEAU 2**  
**ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2020 ET 2019**

<b>Base de tarification</b>	<b>2020</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>réel 2020</b>	<b>réel 2020 vs</b>
<i>Moyenne des 13 soldes (en millions de \$)</i>	<b>autorisé</b>	<b>réel</b>	<b>réel</b>	<b>vs autorisé</b>	<b>réel 2019</b>
Immobilisations corporelles nettes	1 929,1	1 899,7	1 867,0	(29,4)	32,7
Fonds de roulement					
Encaisse	35,7	32,8	36,2	(3,0)	(3,5)
Matériaux et inventaires de gaz	57,6	49,0	52,5	(8,6)	(3,5)
Développement des systèmes informatiques	52,0	52,1	54,8	0,1	(2,8)
Programmes commerciaux	87,9	84,7	87,2	(3,2)	(2,5)
Coûts non amortis	55,3	54,6	63,1	(0,6)	(8,5)
Passif au titre des prestations définies net	(21,2)	(31,0)	(14,7)	(9,9)	(16,4)
Provision pour auto-assurance	(0,6)	(0,2)	(0,5)	0,4	0,3
<b>Total de la base de tarification</b>	<b>2 195,8</b>	<b>2 141,6</b>	<b>2 145,8</b>	<b>(54,2)</b>	<b>(4,2)</b>

Sources : Tableau établi à partir des pièces [B-0035](#) et [B-0030](#) du dossier R-4114-2019. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[22] Pour l'année financière 2020, les additions à la base de tarification s'élèvent à 198,6 M\$, soit un montant inférieur de 51,1 M\$ comparativement au montant prévu au dossier tarifaire. De même, le montant des investissements pour les projets dont le coût individuel est inférieur au seuil totalise 181,4 M\$, soit une baisse de 21,1 M\$ comparativement au montant autorisé pour l'année 2019-2020.

**TABLEAU 3**  
**ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR L'ANNÉE 2019-2020**

<b>Additions à la base de tarification 2020</b>	<b>Total</b>			<b>projets aux coûts individuels inférieurs au seuil</b>		
	<b>autorisé</b>	<b>réel</b>	<b>écart</b>	<b>autorisé</b>	<b>réel</b>	<b>écart</b>
<i>En millions de dollars</i>						
Immobilisations						
Développement du réseau	94,2	53,4	(40,8)	66,0	52,7	(13,3)
Amélioration du réseau & Mesurage	60,7	57,1	(3,6)	59,3	52,0	(7,3)
Autres (entreposage, installations générales, etc)	46,5	50,3	3,9	45,3	46,3	1,0
Immobilisations	201,3	160,8	(40,5)	170,7	151,0	(19,7)
Actifs intangibles	15,3	14,8	(0,6)	15,3	14,0	(1,3)
Programmes commerciaux	16,5	16,4	(0,1)	16,2	16,2	(0,1)
Intégration au solde d'ouverture de projets ≥ 1,5 M\$	16,5	6,6	(9,9)	0,2	0,2	
<b>Total de la base de tarification</b>	<b>249,7</b>	<b>198,6</b>	<b>(51,1)</b>	<b>202,4</b>	<b>181,4</b>	<b>(21,1)</b>

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0036](#).

[23] Énergir présente les explications relatives aux écarts des additions à la base de tarification par rapport aux montants autorisés, incluant les détails des additions à la base de tarification relatives aux frais généraux corporatifs<sup>23</sup>.

**[24] La Régie prend acte des explications d'Énergir en ce qui a trait aux additions à la base de tarification et s'en déclare satisfaite.**

## 2.2 RÉSULTATS DES INDICES DE MAINTIEN DE LA QUALITÉ DE SERVICE

[25] Pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 2020, le pourcentage global de réalisation des indices de qualité de service atteint par le Distributeur est de 100 %<sup>24</sup>. Ce résultat global est établi selon la moyenne pondérée des pourcentages de réalisation de chaque indice, telle qu'autorisée par la Régie dans sa décision D-2019-141<sup>25</sup>.

**[26] La Régie prend acte de l'atteinte, par Énergir, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 100 % et s'en déclare satisfaite.**

## 2.3 PLAN D'APPROVISIONNEMENT

### 2.3.1 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

[27] Dans sa décision D-2019-141<sup>26</sup>, la Régie notait que le Distributeur évaluait la demande prévue à la journée de pointe en 2019-2020 à 35 771 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour et le débit des approvisionnements existants à 35 749 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Étant donné que le déficit prévu pour l'année 2019-2020 de 21 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour était marginal, Énergir n'avait pas prévu d'action spécifique pour le combler avant la réévaluation des besoins dans les semaines précédant le début de l'hiver<sup>27</sup>.

---

<sup>23</sup> Pièce [B-0036](#), p. 4 à 8.

<sup>24</sup> Pièce [B-0032](#), p. 3 et 4.

<sup>25</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 131, par. 561 et 562.

<sup>26</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 48, par. 200.

<sup>27</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 48, par. 200.

[28] À la suite des résultats de la révision budgétaire 0/12, la demande continue annuelle et la demande en journée de pointe sont passées respectivement de  $5\,700\,10^6\text{m}^3$  à  $5\,840\,10^6\text{m}^3$  et de  $35,76\,10^6\text{m}^3$  à  $36,37\,10^6\text{m}^3$ . L'augmentation de la demande en journée de pointe a eu pour effet d'augmenter le déficit d'outil d'approvisionnement à  $612\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $23\,200\text{ GJ}/\text{jour}$ ). Énergir a comblé ce déficit par l'achat d'un service de pointe équivalent.

[29] Selon Énergir, l'écart entre le déficit d'approvisionnement prévu au dossier tarifaire 2019-2020 et le déficit découlant de la révision budgétaire 0/12 s'explique principalement par les facteurs suivants : un changement de l'hiver de référence et des paramètres de régression au 0/12, une augmentation des volumes au tarif D4 et un contexte économique plus favorable qu'anticipé s'étant traduit par un nombre plus élevé de nouvelles ventes et une consommation légèrement plus forte que prévu<sup>28</sup>.

[30] Le Distributeur présente également les explications relatives aux écarts des coûts en transport et en équilibrage prévus et réalisés pour l'année 2019-2020<sup>29</sup>.

### *Service de pointe contracté par Énergir*

[31] En réponse à une DDR<sup>30</sup>, le Distributeur confirme qu'il n'a pas utilisé le service de pointe qu'il avait contracté afin de combler le déficit d'outil d'approvisionnement de  $612\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $23\,200\text{ GJ}/\text{jour}$ ).

[32] La Régie constate que les coûts du service de pointe totalisent  $129\,000\ \$$ <sup>31</sup>. En réponse à une DDR, le Distributeur confirme que ce montant se rapporte en partie au service de pointe de  $612\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  contracté afin de combler le déficit d'approvisionnement prévu pour l'hiver 2019-2020. Énergir précise que ce coût de  $129\,000\ \$$  inclut également le coût du service de pointe contracté dans le but d'assurer la redondance N+1 à l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification (LSR), d'une quantité de  $657\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  ( $24\,900\text{ GJ}/\text{jour}$ )<sup>32</sup>.

---

<sup>28</sup> Pièce [B-0067](#), p. 2.

<sup>29</sup> Pièce [B-0180](#), p. 8 et 9.

<sup>30</sup> Pièce [B-0192](#), p. 10, R2.1.

<sup>31</sup> Pièce [B-0049](#), p. 2, ligne 13, colonne 4.

<sup>32</sup> Pièce [B-0192](#), p. 10, R2.2.

[33] Dans sa décision D-2019-141<sup>33</sup>, la Régie indiquait :

« [253] La Régie note l'intention d'Énergir de recourir, pour l'année 2019-2020, à un service de pointe de transport semblable à celui qu'elle a contracté lors de l'hiver 2018-2019, afin de pallier l'éventualité où l'usine LSR ne serait pas en mesure de fournir la capacité de vaporisation de  $5\,805\,10^3\text{m}^3$  /jour historiquement considérée, en tenant compte de la philosophie de la redondance N+1.

[254] Dans l'éventualité où Énergir aurait recours à ce service de pointe de transport au cours de l'année 2019-2020, la Régie lui demande, dans le cadre du rapport annuel 2019-2020, de présenter les caractéristiques de cet outil, les coûts totaux ainsi que la fonctionnalisation appliquée aux services de transport, d'équilibrage et de fourniture, associée à la réservation et à l'usage de cet outil, le cas échéant ».

[34] Dans le cadre de son Rapport annuel 2019-2020, la Régie constate que le Distributeur n'a pas déposé les informations demandées bien que deux outils d'approvisionnement aient été contractés et que des coûts en aient découlé (129 000 \$). En réponse une DDR à ce sujet, le Distributeur présente la capacité, le coût de réservation, le coût variable, le nombre de jours où l'option a été exercée ainsi que le coût total de chacun de ces services<sup>34</sup>. Il dépose également une version révisée du tableau de fonctionnalisation des outils d'approvisionnement pour l'exercice clos le 30 septembre 2020<sup>35</sup>. Énergir confirme également que le tableau *Contrats d'approvisionnement existants Transport*<sup>36</sup> présente le service de pointe destiné à combler le déficit d'approvisionnement prévu pour l'hiver 2019-2020<sup>37</sup>.

[35] La Régie considère que, dans l'éventualité où le Distributeur contracte un ou plusieurs services de pointe permettant de combler un déficit d'outil d'approvisionnement, d'assurer la redondance N+ 1 à l'usine LSR ou autre, les informations relativement à ce(s) service(s) de pointe contracté(s) doivent être déposées au prochain rapport annuel, qu'ils aient été utilisés ou non.

---

<sup>33</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 58 et 59.

<sup>34</sup> Pièces [B-0192](#), p. 11, R2.5, et B-0191 (sous pli confidentiel).

<sup>35</sup> Pièces [B-0180](#), p. 7, lignes 52 à 55, colonnes 2 à 10 et B-0179 (sous pli confidentiel).

<sup>36</sup> Pièce [B-0076](#).

<sup>37</sup> Pièce [B-0192](#), p. 10, R2.3.

[36] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de déposer les informations relatives à ces services de pointe telles que présentées à la pièce B-0049 révisée en y indiquant la capacité, le coût de réservation, le coût variable, le nombre de jours où l'option a été exercée. Elle demande également au Distributeur d'indiquer le coût total de chacun de ces services, tel que présenté dans la réponse à la DDR de la Régie à la pièce B-0192. La Régie demande enfin de présenter distinctement ces services de pointe au tableau *Contrats d'approvisionnement existants Transport* de la pièce B-0076.

### 2.3.2 TRANSACTIONS OPÉRATIONNELLES

[37] Énergir indique que des transactions opérationnelles impliquant la vente de capacités de transport sont possibles lorsqu'elles ne sont pas requises afin de répondre à la demande totale. Le Distributeur précise également que ces ventes de services de transport FTSH et M12 non utilisés sont réalisées principalement hors de la période d'hiver. Le tableau ci-dessous présente les volumes et les revenus associés à ces transactions<sup>38</sup>.

TABLEAU 4  
VENTES DE TRANSPORT INUTILISÉ POUR L'ANNÉE 2019-2020<sup>39</sup>

Type d'approvisionnement	Période		Quantité	
	Début	Fin	GJ/jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
<b>Transport FTSH</b>				
Parkway – EDA : 18 transactions	2019-10-01	2020-09-30	11 476 309	302 146
<b>Transport Union M12</b>				
Dawn – Parkway : 2 transactions	2020-05-01	2020-09-30	4 638 025	122 109
<b>Volumes ventes réels 2019-2020 (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>			<b>424 255</b>	
<b>Prix unitaire moyen (¢/m<sup>3</sup>)</b>			<b>0,227</b>	
<b>Revenus ventes (000 \$)</b>			<b>964</b>	

Source : Pièce [B-0067](#), p. 3, tableau 1 et annexe 1, p. 1. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

<sup>38</sup> Pièce [B-0067](#), p. 2.

<sup>39</sup> Énergir présente les détails de ces transactions à l'annexe 1 des pièces [B-0067](#) et B-0066 (sous pli confidentiel).

### 2.3.3 TRANSACTIONS D'OPTIMISATION FINANCIÈRE POUR BONIFICATION

[38] Au cours de l'année financière 2019-2020, Énergir a réalisé 109 transactions de cessions d'optimisation de transport, d'échange de gaz naturel et de prêts d'espace en entreposage pour des revenus et des économies totalisant 1 513 865 \$.

[39] Le tableau suivant présente les transactions et les revenus réalisés par Énergir en 2019-2020.

TABLEAU 5  
REVENUS RÉALISÉS POUR LES  
TRANSACTIONS FINANCIÈRES DE L'ANNÉE 2019-2020

	Nombre de transactions réalisées	Revenus Totaux (\$)	Revenus Transport (\$)	Revenus Équilibrage (\$)
<b>REVENUS</b>				
<b>Cession d'optimisation</b>				
Cession FTSH / M12 avec droit de rappel <sup>a</sup>	5	704 215	563 058	168 157
<b>Échange</b>				
Échange Dawn-East Hereford	44	56 139	42 734	13 405
Échange Dawn-Iroquois	33	317 659	241 806	75 853
Échange Dawn-SSMDA	7	26 910	22 540	7 071
Échange Suffield-Empress	1	■	■	■
Échange Dawn-EDA	1	■	■	■
Échange période	16	216 664	0	216 664
Prêts d'espace d'entreposage	2	180 898	0	180 898
<b>Total Revenus</b>	109	1 513 865	851 225	662 640

Sources : Pièces [B-0067](#), p. 4, tableau 2 et B-0066 (sous pli confidentiel). Les écarts observés sont dus aux arrondis.

a) Énergir ne demande pas de bonification pour une de ces transactions.

[40] Énergir demande une bonification pour certaines transactions, tel que présenté au tableau suivant.

TABLEAU 6  
TRANSACTIONS POUR LESQUELLES  
ÉNERGIR DEMANDE LA BONIFICATION

Année 2019-2020	Nombre de transactions	Revenus et économies (\$)	Bonification 10 % (\$)
<b>Transactions pour lesquelles Énergir demande la bonification</b>	<b>108</b>	<b>1 356 954</b>	<b>135 695</b>

Source : Pièce [B-0067](#), p. 4, tableau 3.

[41] La Régie note qu'Énergir présente l'information relative à une transaction de cession FTSH/M12 avec droit de rappel effectif du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre 2019, incluant les revenus découlant de ce contrat pour la portion du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre 2019 lesquels ont été pris en compte aux fins du calcul de la bonification dans le cadre du dossier R-4114-2019<sup>40</sup>. Le Distributeur précise qu'il ne demande pas de bonification pour les revenus découlant de cette transaction pour le mois d'octobre 2019.

[42] Le Distributeur présente également pour bonification trois transactions<sup>41</sup> effectives du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre 2020. Il demande la bonification sur les revenus découlant de ce contrat pour la période du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre 2020. Il précise que la bonification sur les revenus du mois d'octobre 2020 ne sera pas demandée au rapport annuel 2020-2021<sup>42</sup>.

[43] La Régie note que le Distributeur a signé une entente annuelle pour des transactions financières de prêt d'espace entre le 1<sup>er</sup> octobre 2019 et le 31 juillet 2020<sup>43</sup>. Les revenus totaux découlant de ces deux transactions totalisent 180 898 \$<sup>44</sup>.

[44] En réponse à une DDR, Énergir dépose l'information relative aux dates effectives et volumes de ces transactions de prêt d'espace<sup>45</sup>. Le Distributeur confirme aussi que ces transactions financières de prêt d'espace pour l'année 2019-2020<sup>46</sup> n'ont pas eu d'impact

<sup>40</sup> Dossier R-4114-2019, décision [D-2019-097](#), p. 34, par. 98.

<sup>41</sup> Pièces [B-0067](#), annexe 2, p. 1 et B-0066 (sous pli confidentiel).

<sup>42</sup> Pièce [B-0067](#), p. 6.

<sup>43</sup> Pièce [B-0067](#), p. 8.

<sup>44</sup> Pièce [B-0067](#), annexe 2, p. 4.

<sup>45</sup> Pièce [B-0192](#), annexe 6.2, p. 1 à 7.

<sup>46</sup> Pièce [B-0192](#), p. 17, R-6.2.

opérationnel sur la gestion des inventaires en entreposage à Dawn. Il précise que les contrats d'entreposage conclus avec Enbridge Gas Inc. (Enbridge) ne contiennent plus de clauses qui l'obligeaient à réduire ses niveaux d'inventaire en deçà de 25 % au moins une journée comprise entre le 31 mars et le 30 avril. Le non-respect de ces clauses était assorti de pénalités financières.

[45] La Régie retient que ces transactions de prêt d'espace n'ont pas eu d'impact opérationnel défavorable pour la clientèle d'Énergir.

[46] En suivi de la décision D-2016-111<sup>47</sup>, Énergir présente les explications et les détails pour chaque type de transaction financière effectuée et considérée aux fins de la bonification<sup>48</sup>.

[47] La Régie constate aussi que le Distributeur présente l'information relative aux transactions financières conformément au suivi demandé dans sa décision D-2020-097<sup>49</sup> en ce qui a trait aux outils d'approvisionnement utilisés et les dates effectives des transactions.

[48] La Régie constate que le Distributeur déploie des efforts pour saisir les opportunités de réaliser des transactions d'optimisation et des transactions financières au bénéfice de la clientèle de l'activité réglementée.

**[49] La Régie prend acte du suivi des décisions D-2016-111 et D-2020-097 quant à l'évolution des approvisionnements gaziers en cours d'année et aux informations relatives aux transactions financières admissibles à une bonification et s'en déclare satisfaite.**

**[50] En conséquence, la Régie prend acte de la bonification de 135 695 \$ reliée aux transactions d'optimisation financière et à l'optimisation du plan d'approvisionnement d'Énergir.**

---

<sup>47</sup> Dossier R-3951-2015, décision [D-2016-111](#), p. 26, par. 66.

<sup>48</sup> Pièces [B-0067](#) et B-0066 (sous pli confidentiel), p. 5 à 8 et annexe 2.

<sup>49</sup> Dossier R-4114-2019, décision [D-2019-097](#), p. 33, par. 94.

### 2.3.4 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS APPARENTÉES

[51] Conformément à la décision D-2017-041 en ce qui a trait à la *Procédure d’approbation des contrats d’optimisation et d’approvisionnement en gaz naturel auprès de sociétés apparentées*<sup>50</sup>, Énergir dépose les suivis relatifs aux transactions effectuées au cours de l’année 2019-2020 avec les sociétés apparentées du groupe corporatif, selon les trois catégories de transactions suivantes<sup>51</sup> :

- **achats de gaz naturel de moins d’un an;**
- **achat ou optimisation de capacités de transport;**
- **achat ou optimisation de capacités d’entreposage.**

[52] Pour l’année 2019-2020, Énergir a conclu des transactions d’achat de gaz naturel de moins d’un an auprès de deux sociétés apparentées, soit Tidal Energy Marketing inc. (Tidal Energy) [REDACTED]. Le Distributeur présente les détails de ces transactions<sup>52</sup>.

[53] La Régie constate que les transactions d’achat de gaz naturel de moins d’un an selon un prix fixe et à indice, effectuées avec la société apparentée Tidal Energy, ont été avantageuses ou comparables aux prix offerts par d’autres fournisseurs potentiels<sup>53</sup>.

[54] Par ailleurs, la Régie constate que le Distributeur a effectué des transactions d’achat [REDACTED]<sup>54</sup>. Énergir fournit les informations afin d’établir la comparaison pour évaluer ces transactions d’achat. [REDACTED]

<sup>50</sup> Dossier R-3987-2016 Phase 1, décision [D-2017-041](#), p. 23.

<sup>51</sup> Pièces [B-0073](#) et B-0072, p. 2 (sous pli confidentiel).

<sup>52</sup> Pièce [B-0073](#), annexes 1 à 3.

<sup>53</sup> Pièces [B-0073](#) et B-0072 annexe 1 (sous pli confidentiel).

<sup>54</sup> Pièces [B-0073](#) et B-0072 annexe 2 (sous pli confidentiel).

[55] [REDACTED]<sup>55</sup> [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED].

[56] [REDACTED]  
[REDACTED]<sup>56</sup>, [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED].

[57] Enfin, la Régie note que le Distributeur a effectué des transactions d'achat de gaz naturel renouvelable (GNR) avec la société apparentée Tidal Energy<sup>57</sup> au prix de [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]<sup>58</sup>.

[58] **Par ailleurs, la Régie note que l'information présentée aux annexes 1, 2 et 3 de la pièce B-0073<sup>59</sup> est conforme aux dispositions du paragraphe 90 de la décision D-2017-041<sup>60</sup>.**

[59] Énergir indique n'avoir effectué aucun achat ni aucune optimisation de capacités de transport auprès de sociétés apparentées au cours de l'année 2019-2020.

[60] Le Distributeur mentionne également, avoir conclu une transaction d'achat de capacité d'entreposage, auprès d'une société apparentée, soit Enbridge. Les caractéristiques de ce contrat ont été approuvées par la Régie dans sa décision D-2019-141<sup>61</sup>. Dans le cadre du dossier tarifaire 2020-2021, le Distributeur a présenté l'analyse de cette transaction sur la base des coûts globaux, de même que la démonstration que ce contrat est le plus

---

<sup>55</sup> Dossier R-4076-2018, Phase 3, décision [D-2020-113](#), p. 24, par. 97.

<sup>56</sup> [REDACTED].

<sup>57</sup> Pièces [B-0073](#) et B-0072 annexe 3 (sous pli confidentiel).

<sup>58</sup> Dossier R-4008-2017, décision [D-2019-107](#), p. 46, par 180.

<sup>59</sup> Pièces [B-0073](#) et B-0072 (sous pli confidentiel).

<sup>60</sup> Dossier R-3987-2016 Phase 1, décision [D-2017-041](#), p. 23.

<sup>61</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 72, par. 316.

avantageux sur le plan économique. Dans sa décision D-2020-145, la Régie en prenait acte<sup>62</sup>.

[61] Énergir dépose les données du compte d'écart, de volume et de prix relatives aux coûts réels d'approvisionnement pour chaque fournisseur, ainsi que les volumes, les revenus et les prix réellement perçus pour la vente de GNR<sup>63</sup>. Au 30 septembre 2020, le solde du compte d'écart s'élève à 615 759 \$.

[62] Énergir indique que les transactions d'achat réalisées entre le 1<sup>er</sup> octobre 2019 et le 30 septembre 2020 ont pris en compte un tarif GNR de 34,13 ¢/m<sup>3</sup> aux fins de comptabiliser les ventes dans le CFR. Le coût réel d'acquisition n'a pas dépassé 56,84 ¢/m<sup>3</sup> et les intérêts capitalisés sur l'ensemble des additions au CFR ont été comptabilisés en utilisant le coût moyen du capital prospectif.

**[63] Pour l'ensemble des motifs qui précèdent, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2017-041 et se déclare satisfaite des informations sur les transactions entre sociétés apparentées au cours de l'année 2019-2020, présentées aux annexes 1 à 3 de la pièce B-0073.**

**[64] La Régie approuve ces transactions en vertu de l'article 81 de la Loi. Elle approuve également la transaction d'achat ou d'optimisation de capacités d'entreposage conclue auprès d'Enbridge.**

---

<sup>62</sup> Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 49, par. 198.

<sup>63</sup> Pièce [B-0077](#).

## 2.4 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

### 2.4.1 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2020

#### *Comparaison du plan de développement du dossier tarifaire 2019-2020 versus le réel a priori*

[65] Énergir présente la comparaison entre le plan de développement du dossier tarifaire 2019-2020 et les résultats réels *a priori* pour l'exercice terminé le 30 septembre 2020 pour les ventes aux nouveaux clients, les ajouts de charge et les ventes totales<sup>64</sup>. Pour les secteurs Résidentiel et Affaires (total petit et moyen débits (PMD)), le plan de développement présente une meilleure rentabilité que celle prévue initialement. Au global, pour ces deux marchés, le taux de rendement interne (le TRI) s'élève à 21,4 % (avec un indice de profitabilité (IP) de 3,3), comparativement au TRI 14,2 % (avec un IP de 2,3) prévu initialement, en hausse par rapport au TRI 2019 réel de 17,66 % pour ces deux marchés<sup>65</sup>.

[66] Pour l'année 2019-2020, Énergir a approuvé 12 projets de renforcement pour un investissement total de 4,0 M\$, comparativement à une prévision de 2,0 M\$ au dossier tarifaire 2019-2020. Par ailleurs, Énergir confirme que le plan global de développement (ventes totales) inclut les coûts d'entretien préventif et correctif associés aux mètres de conduites principales des projets de renforcement, comme requis par la Régie dans ses décisions D-2018-080<sup>66</sup> et D-2019-176<sup>67</sup>. Ces coûts s'établissent à 17 000 \$.

[67] Le plan de développement inclut également un montant de 1,3 M\$ pour dix projets de parcs industriels et quatre projets de repavage, soit 0,2 M\$ de moins que l'enveloppe maximale fixée par la Régie dans la décision D-2018-080<sup>68</sup> pour la réalisation de l'ensemble de ces projets de cas d'exception.

[68] Pour la clientèle Grand débit, Énergir prévoyait un TRI de 62 % au dossier tarifaire 2019-2020. La Régie constate que le projet anticipé initialement ne s'est finalement pas

---

<sup>64</sup> Pièce [B-0085](#), annexes 1 à 3.

<sup>65</sup> Dossier R-4114-2019, pièce [B-0079](#), annexe 1.

<sup>66</sup> Dossier R-3867 Phase 3B, décision [D-2018-080](#), p. 54, par. 198.

<sup>67</sup> Dossier R-3867 Phase 3B, décision [D-2019-176](#), p. 9, par. 23.

<sup>68</sup> Dossier R-3867 Phase 3B, décision [D-2018-080](#), p. 92, par. 390.

matérialisé<sup>69</sup> et les quatre autres projets qui se sont réalisés sont de nature très différente de celle initialement prévue. Par conséquent, les volumes réels sont de 70 % inférieurs à ceux prévus alors que les investissements réels et prévus sont stables, causant une baisse du TRI à 27,2 % (avec un IP de 3,6).

[69] Ainsi, pour tous marchés confondus, le plan de développement au réel affiche une rentabilité supérieure à celui du dossier tarifaire 2019-2020. En effet, la rentabilité *a priori* est de 16,3 % (avec un IP de 2,6), comparativement à 12,4 % (avec un IP de 2,0) lors du dossier tarifaire 2019-2020, pour un point mort tarifaire d'un an.

[70] Par ailleurs, la rentabilité *a priori* du plan de développement global, qui inclut celle des projets majeurs, est légèrement inférieure avec un TRI de 15,0 % (avec un IP de 2,4), ce qui reflète le fait que les résultats agrégés des projets au-dessus du seuil sont plus faibles (IP de 1,0) que les résultats du plan de développement.

**[71] La Régie prend acte du suivi relatif à la rentabilité *a priori* du plan de développement 2020 et s'en déclare satisfaite.**

### ***Contribution financière des clients***

[72] Le plan de développement présente les contributions<sup>70</sup> de tous les clients incluant les contributions de raccordement de 300 \$.

[73] Dans la décision D-2018-080<sup>71</sup>, la Régie a approuvé des modifications à l'article 4.3.4 du texte des *Conditions de service et Tarif*. Depuis, Énergir est tenue de justifier à la Régie les cas pour lesquels un client a été exonéré de la contribution financière requise afin de rentabiliser son raccordement.

[74] Dans le cadre du rapport annuel 2018-2019, Énergir n'avait pas été en mesure de réévaluer en profondeur ses pratiques. Elle avait toutefois débuté une réflexion sur ses pratiques commerciales et sur les moyens qu'elle aurait à déployer pour introduire des

---

<sup>69</sup> Pièce [B-0197](#), p. 27, R11.2.

<sup>70</sup> Pièce [B-0085](#), annexe 1, ligne 23.

<sup>71</sup> Dossier R-3867 Phase 3B, décision [D-2018-080](#), p. 92, par. 390.

changements auprès de sa force de vente externe. Énergir anticipait terminer sa réflexion sur cet enjeu au courant de l'année 2019-2020.

[75] Pour l'année financière 2019-2020, 413 clients ont été entièrement ou partiellement exonérés d'une contribution financière représentant un volume annuel de 1,2 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>. Énergir explique que la hausse de 100 cas est principalement attribuable à un report planifié de la mise à jour des grilles de contributions financières et des aides financières. Par ailleurs, la baisse des tarifs a également contribué à cette hausse en l'absence d'une mise à jour des principaux outils de vente.

[76] Énergir précise que les clients dispensés de payer une contribution se retrouvent à près de 50 % chez les clients résidentiels ayant converti leurs appareils de chauffage au gaz naturel. Les autres cas se situent parmi l'une des trois catégories suivantes : les clients ayant versé une contribution financière insuffisante pour assurer la rentabilité du raccordement dont la contribution est fixée en fonction de cas-types, les partenaires certifiés en gaz naturel (les PCGN) qui utilisent des outils de vente standardisés pour déterminer les montants d'aides financières et les clients qui comptent notamment certains ajouts de charge ou des projets de raccordements multiples à un bâtiment, considérés à la pièce, mais pour lesquels la rentabilité globale du bâtiment est atteinte.

### ***Suivi de la décision D-2020-097***

[77] Dans sa décision D-2020-097, la Régie indiquait :

*« [135] En conséquence, la Régie demande à ce qu'Énergir lui présente, dans le cadre du rapport annuel 2020 :*

- les conclusions de sa réflexion entamée en 2019-2020 sur ses pratiques commerciales afin de diminuer de façon importante les cas de figure d'exonération de contribution, partielle ou complète;*
- les pistes d'améliorations mises en place ou prévues, notamment en lien avec la standardisation des outils de vente permettant le calcul des contributions à exiger, ainsi que l'échéancier de leur implantation, le cas échéant.*

*[136] De plus, la Régie demande à Énergir de fournir, dans le cadre du dossier du rapport annuel 2020, dans la perspective du suivi requis auprès de la Régie par*

*l'application de l'article 4.3.4 des Conditions de service et Tarif, les volumes impliqués dans les branchements non rentables des clients partiellement ou complètement exonérés de contribution »<sup>72</sup>.*

[78] Dans le cadre de sa réflexion, Énergir a identifié et déterminé les modifications requises à ses règles d'affaires et ses processus internes qui, à l'origine, étaient des cas d'exonération de contribution.

[79] En réponse à une DDR, Énergir identifie les règles à revoir ou à abandonner et fournit plus de détails quant à la mise à jour des aides financières et des contributions standardisées<sup>73</sup> :

- abandon de la règle d'affaires du branchement sans contribution pour le marché Résidentiel;
- introduction de règles de calcul pour les volumes résidentiels et pour les génératrices;
- abandon de l'aide financière unique pour le chauffage résidentiel et mise en place d'une aide financière modulable selon les paliers de volume;
- mise en place d'une grille de contribution pour les branchements résidentiels selon les volumes et les coûts de construction régionaux;
- mise à jour des montants d'aide financière pour l'approche de masse selon les paramètres les plus récents (coût du capital, tarifs, coûts de construction); et
- une aide financière modulée pour les condos commerciaux avait été développée depuis quelques années, mais pour éviter toute ambiguïté, l'ajout d'un avertissement sur l'outil de calcul des aides financières destinées aux PCGN a été fait.

[80] Par ailleurs, Énergir indique que les PCGN ont suivi une campagne de formation et de sensibilisation concernant l'implantation des nouvelles mesures. Énergir précise que ces mesures permettront de réduire d'au moins 50 % le nombre de cas d'exonération partielle ou complète dans le cadre de l'année 2020-2021.

---

<sup>72</sup> Dossier R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 42, par. 135 et 136.

<sup>73</sup> Pièce [B-0197](#), p. 28, R11.3.

[81] **En conséquence, la Régie demande à Énergir de lui présenter, dans le cadre du dossier du rapport annuel 2020-2021, un suivi précisant les éléments suivants :**

- **une mise à jour détaillée des cas-types;**
- **le nombre de cas d'exonération et leurs volumes par catégorie ;**
- **la mise en place des nouvelles règles, des aides financières et des contributions standardisées.**

### *Frais généraux corporatifs*

[82] Au tableau intitulé *Comparaison du Plan global de développement (ventes totales)*, le Distributeur indique que les frais généraux corporatifs (les FGC) applicables à l'année 0 sont de 6,723 M\$. Par ailleurs, l'enveloppe résiduelle des FGC alloués aux projets dans la base inférieure au seuil est établie à 15,908 M\$. En réponse à une DDR<sup>74</sup>, Énergir présente la conciliation des FGC alloués aux projets dans la base sous le seuil<sup>75</sup> avec les FGC alloués au plan de développement<sup>76</sup> :

*« 1.1 Veuillez concilier et détailler la répartition des frais généraux corporatifs (FGC) réels, présentée à la référence (i), avec les FGC présentés à la référence (ii).*

*Réponse : [...]*

*La proportion de 42,3 % utilisée au Rapport annuel 2019-2020 est la même que celle utilisée lors de l'établissement de la Cause tarifaire 2019-2020 et est basée sur les investissements réels des années 2016, 2017, et 2018 :*

---

<sup>74</sup> Pièce [B-0199](#), p. 2, réponse 1.1.

<sup>75</sup> Pièce [B-0036](#), doc. 3, p. 4, ligne 8, colonne 2.

<sup>76</sup> Pièce [B-0085](#), annexe 1, p. 1, colonne 15, ligne 11.

	Réel 2020 (000\$)	
Enveloppe résiduelle de FGC alloués aux projets dans la base < au seuil	15 908 \$	(i)
% des investissements < au seuil générateur de revenus	42,3%	
Total des FGC alloués au plan de développement	<u>6 723 \$</u>	(ii) ».

[83] En conséquence, la Régie est satisfaite de l'information fournie par le Distributeur. Elle demande à Énergir de présenter le même calcul de conciliation et de l'intégrer à la pièce *Détails des additions à la base de tarification - Établissement des frais généraux corporatifs*<sup>77</sup> à partir du rapport annuel 2020-2021.

### *Volumes ajustés*

[84] En réponse à une DDR<sup>78</sup>, Énergir confirme que les volumes présentés au plan de développement 2019-2020<sup>79</sup> sont ajustés pour tenir compte du facteur d'effritement de 15 % des marchés PMD et, le cas échéant, de tout autre ajustement pour les volumes du marché Grand débit.

[85] Le Distributeur confirme également que la rubrique *Volumes* devrait se lire *Volumes ajustés*, tant au dossier tarifaire qu'au rapport annuel, lorsqu'elle présente son plan de développement. Il souligne que le plan de développement du dossier tarifaire 2019-2020<sup>80</sup> indiquait bien le terme *Volumes ajustés*. **En conséquence, la Régie demande à Énergir que le terme *Volumes ajustés* soit employé dans les plans de développement à partir du rapport annuel 2020-2021.**

[86] De plus, Énergir commente la possibilité d'ajouter une note de bas de page au plan de développement du rapport annuel précisant le taux d'effritement employé dans la détermination des *Volumes ajustés*.

<sup>77</sup> Pièce [B-0036](#), doc. 3, p. 4.

<sup>78</sup> Pièce [B-0199](#), p. 4, R1.3.

<sup>79</sup> Pièce [B-0085](#).

<sup>80</sup> Dossier R-4119-2020, pièce [B-0013](#), Énergir-I, doc 2.

[87] Le Distributeur soumet qu'il s'agirait d'un taux pondéré qui tiendrait compte du facteur d'effritement retenu par la Régie pour les marchés PMD et des taux d'ajustement des volumes au marché Grand débit, comme déterminé par Énergir pour chacune des ventes de ce marché. **En conséquence, la Régie demande à Énergir d'intégrer en note de bas de page au plan de développement le calcul détaillé du taux pondéré tenant compte du facteur d'effritement pour les marchés PMD et des taux d'ajustement des volumes au marché Grand débit.**

#### 2.4.2 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2017 *A POSTERIORI* APRÈS TROIS ANS

[88] Énergir présente, pour les marchés Résidentiel et Affaires, une analyse de la rentabilité *a posteriori* du plan de développement 2017 ainsi qu'une explication des écarts significatifs entre les résultats *a priori* et *a posteriori*, soit après trois ans<sup>81</sup>.

[89] Globalement, les résultats *a posteriori* du marché Résidentiel<sup>82</sup> sont inférieurs comparativement aux résultats *a priori*. Le TRI et le point mort *a posteriori* sont de 6,23 % et de 25,91 ans respectivement, comparativement à un TRI et un point mort *a priori* de 7,98 % et de 15,49 ans, selon la grille tarifaire d'origine.

[90] Énergir précise que la diminution du TRI de 1,75 % est principalement attribuable à la hausse des investissements totaux de 1,5 M\$, dont 1,4 M\$ provient du segment *Nouveaux clients*. L'étalement de la hausse des investissements totaux explique en majeure partie l'accroissement de 10,42 ans entre le point mort *a posteriori* et le point mort *a priori*<sup>83</sup>.

[91] Pour le segment *Nouveaux clients*, la hausse des investissements s'explique par une hausse des coûts d'immobilisations de 1,8 M\$, partiellement compensée par une baisse des subventions du *Programme de rabais à la consommation* (PRC) de 0,5 M\$ (soit 12 %). Cette hausse entraîne le TRI à la baisse dans le plan *a posteriori*<sup>84</sup>.

---

<sup>81</sup> Pièce [B-0086](#).

<sup>82</sup> Le marché Résidentiel est composé du segment *nouveaux clients* et du segment *ajouts de charge*.

<sup>83</sup> Pièce [B-0086](#), p. 5.

<sup>84</sup> Pièce [B-0086](#), doc. 3, annexe 4.

[92] Énergir constate que le TRI *a priori* est à la baisse annuellement entre 2015 et 2017, ce qui se reflète dans les résultats *a posteriori* aux rapports annuels 2018 à 2020. La hausse des volumes moyens observés par client n'est pas suffisante pour compenser la hausse des immobilisations par client, et ce malgré une hausse des contributions moyennes par client<sup>85</sup>.

[93] Énergir précise que les tendances observées lors des dernières années reflètent plusieurs facteurs, dont l'installation d'équipements plus efficaces, et le recul graduel des équipements décentralisés avec chauffage de l'espace en faveur d'équipements centralisés sans chauffage de l'espace, principalement dans le marché des tours d'habitation.

[94] Énergir précise que l'emploi de ratios moyens pour comparer divers plans de développement peut s'avérer difficilement comparable en raison de la nature des projets, de la mixité des segments de marché, des catégories de bâtiments et du type de travaux requis pour chacun des projets<sup>86</sup>. Par ailleurs, la composition de la clientèle du marché Résidentiel n'est pas non plus homogène, car elle compte des résidences unifamiliales, des duplex et des triplex en plus d'être composée de tours d'habitation de plusieurs logements ou unités.

[95] Énergir mentionne avoir fait part à la Régie, par le passé, qu'elle a mis de l'avant des initiatives en ce qui a trait aux coûts<sup>87</sup> et aux volumes<sup>88</sup>, afin d'améliorer la performance de ses prévisions. Les résultats de ces initiatives devraient s'illustrer lors des prochains suivis *a posteriori* puisqu'elles ont été mises en place dans les années ayant déjà fait l'objet d'un suivi *a posteriori*.

[96] Pour le segment *Ajouts de charge*, le TRI est à la baisse de manière substantielle, passant de 10,77 % *a priori* à 0,00 % *a posteriori*<sup>89</sup>. Énergir souligne que les investissements dans ce segment de marché sont faibles par rapport aux investissements totaux du marché Résidentiel, ce qui influence marginalement à la baisse le TRI global de ce marché. Elle précise que cette baisse de rendement est attribuable à des investissements totaux supérieurs de 0,1 M\$ à ce qui avait été prévu et principalement par des volumes inférieurs de 31 %.

---

<sup>85</sup> Pièce [B-0197](#), p. 32, Q12.2.

<sup>86</sup> Pièce [B-0197](#), p. 32, R12.2.

<sup>87</sup> Dossier R-4114-2019, pièce [B-0174](#), Énergir-52, doc. 1, R4.1.

<sup>88</sup> Dossier R-4119-2020, pièce [B-0014](#), Énergir-I, doc. 4.

<sup>89</sup> Le point mort *a posteriori* est de > 40 ans comparativement à un point mort *a priori* de 11,82 ans.

[97] En réponse à une DDR, le Distributeur précise :

*« [...] les immobilisations totales des ajouts de charge du marché Résidentiel représentent environ 1,5 % des immobilisations totales du marché Résidentiel. Par ailleurs, [...] la rentabilité des ajouts de charge du marché Résidentiel a peu d'impact sur la rentabilité globale du marché. En effet, la rentabilité globale du marché s'établit à 6,23 % alors que la rentabilité des nouveaux clients de ce marché est de 6,37 %. L'écart entre les deux, soit 0,14 point de pourcentage, s'explique par la rentabilité des ajouts de charge de ce même marché »<sup>90</sup>.*

[nous soulignons]

[98] La Régie est préoccupée par ce segment de marché et par les résultats obtenus au 30 septembre 2020. Toutefois, compte tenu de l'importance relativement faible des immobilisations totales des ajouts de charge reliés au total du marché Résidentiel, la Régie prend acte de la situation et encourage le Distributeur à prendre des mesures pour en améliorer la rentabilité.

[99] Pour le marché Affaires, le TRI est en baisse de 3,36 % pour se situer à un taux de 14,70 %. Énergir précise que cette baisse s'explique principalement par une baisse de volumes de 10 095 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (soit 13 %) et par une hausse du coût des investissements de 7,1 M\$ (soit 16 %).

[100] La baisse des volumes totaux s'explique en grande partie par une baisse de 19 % des volumes dans le segment *Nouveaux clients*. Cette baisse est attribuable à l'annulation de ventes représentant un volume de 2 717 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> ainsi que des pertes de volumes de ventes de 3 300 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> en lien avec huit projets<sup>91</sup>.

[101] Énergir précise que la hausse du coût des investissements est le reflet d'une augmentation de 6,5 M\$ des immobilisations, partiellement compensée par une baisse de 3,4 M\$ des contributions financières, incluant une diminution de 1,9 M\$ des subventions PRC<sup>92</sup>. Le Distributeur impute la hausse de ces coûts à des travaux plus complexes que prévu<sup>93</sup>.

---

<sup>90</sup> Pièce [B-0197](#), p. 34, R12.4.

<sup>91</sup> Pièce [B-0086](#), p. 7.

<sup>92</sup> Pièce [B-0086](#), p. 8.

<sup>93</sup> Pièce [B-0086](#), p. 8.

[102] Globalement, le segment *Nouveaux clients* du marché Affaires présente un TRI de 11,18 % et un point mort tarifaire inchangé de 1,0 et ce malgré une hausse des investissements de 20 % et une baisse des volumes de 19 %.

[103] Par ailleurs, selon la grille tarifaire d'origine, l'ensemble des dossiers d'ajouts de charge présente un TRI *a posteriori* de 51,52 % comparativement à un TRI de 44,93 % *a priori*, soit une augmentation de 6,59 %. Quant au point mort tarifaire, il demeure stable à un an, autant *a priori* qu'*a posteriori*.

### ***Suivi des décisions D-2019-124 et D-2020-097***

[104] Dans sa décision D-2019-124<sup>94</sup>, la Régie demandait à Énergir de déposer, dans le cadre des dossiers d'examen des rapports annuels, les informations relatives à la progression de l'optimisation de la production des suivis *a posteriori*, en lien avec le remplacement éventuel de systèmes informatiques.

[105] Dans sa décision D-2020-097<sup>95</sup>, la Régie demandait à Énergir de l'informer du développement de l'optimisation de la production des suivis *a posteriori* dans le cadre du dossier du Rapport annuel 2019-2020, en lien avec l'évolution des dossiers R-3867-2013 (Phase 3B) et R-4086-2019. À cet égard, Énergir précise :

*« Énergir informe la Régie qu'aucun progrès substantiel n'a été réalisé depuis la décision D-2019-124 relativement à l'optimisation de la production des suivis a posteriori. Les raisons qui expliquent l'absence de progrès sont les mêmes que celles identifiées au Rapport annuel 2019, soit la conclusion de la phase 3B du dossier R-3867-2013 et le programme de modernisation informatique (dossier R-4086-2019). Maintenant que la décision finale pour la phase 3B du dossier R-3867-2013 a été rendue, Énergir verra à considérer des pistes d'amélioration visant à optimiser la production des suivis a posteriori »<sup>96</sup>.*

[note de bas de page omise]

---

<sup>94</sup> Dossier R-4079-2018, décision [D-2019-124](#), p. 39, par. 128.

<sup>95</sup> Dossier R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 48, par. 154.

<sup>96</sup> Pièce [B-0086](#), p. 9 et 10.

[106] **Dans ce contexte, la Régie demande à Énergir de l’informer du développement de l’optimisation de la production des suivis *a posteriori* dans le cadre du dossier du rapport annuel 2020-2021.**

[107] **Enfin, la Régie prend acte et se déclare satisfaite du suivi relatif à la rentabilité *a posteriori* après trois ans du plan de développement 2017 pour les marchés Résidentiel et Affaires.**

## **2.5 PROJETS D’INVESTISSEMENT INFÉRIEURS AU SEUIL : SUIVI DES DÉCISIONS D-2019-176 ET D-2020-164**

### **2.5.1 POSITION D’ÉNERGIR**

[108] Énergir dépose la *Liste des projets signés inférieurs au seuil – Suivi aléatoire annuel* (la Liste) conformément au suivi ordonné dans la décision D-2019-176<sup>97</sup>. En réponse à une DDR, Énergir fait part des difficultés rencontrées dans le cadre de la production de la Liste. Par ailleurs, elle indique qu’elle entend surmonter ces difficultés dans les prochains rapports annuels afin d’améliorer la qualité de l’information de la Liste. Finalement, elle souligne que des écarts entre l’information produite à la Liste et celle pour les cas sélectionnés sont inévitables en raison de la nature de certains projets<sup>98</sup>.

[109] En réponse à une DDR, le Distributeur fournit des précisions concernant les termes *Statut* et *Type* utilisés pour décrire les projets inclus dans la Liste et fournit des exemples pour certains de ces projets. Par ailleurs, Énergir précise que les projets de la Liste dont le *statut* est *Hors réseau* correspondent aux projets d’extension de réseau<sup>99</sup>.

[110] Dans sa décision D-2020-164, la Régie a précisé les 16 projets provenant de la Liste retenue aux fins de ce suivi<sup>100</sup>. Énergir dépose à l’annexe 4 de la pièce B-0085 le gabarit « Calcul du revenu requis pour les 5 premières années » présentant l’évaluation de la rentabilité et l’impact tarifaire pour les projets retenus ainsi que la liste des paramètres

---

<sup>97</sup> Pièce [B-0003](#), annexe 1, p. 5.

<sup>98</sup> Pièce [B-0186](#), p. 5, R1.4.

<sup>99</sup> Pièce [B-0006](#), p. 2, R1.1 et R1.2.

<sup>100</sup> Décision [D-2020-164](#), annexe 1, p. 10.

utilisés pour l'évaluation de la rentabilité des projets selon le modèle du revenu requis en vigueur lors de l'évaluation de ces projets<sup>101</sup>.

[111] Afin d'accélérer la préparation de la Liste et d'assurer son dépôt en temps opportun, Énergir explique que la méthode d'extraction des données ne capte pas toujours tous les coûts des projets. Elle précise toutefois que l'évaluation de la rentabilité des projets est réalisée sur la base des données complètes se rapportant aux projets<sup>102</sup>.

[112] En réponse à une DDR<sup>103</sup>, Énergir fournit une brève description portant sur six projets constituant des branchements de clients des secteurs Résidentiel et Affaires et dépose le gabarit de calcul du revenu requis correspondant sur une période de 40 années. De plus, Énergir précise le secteur auquel appartient un des projets identifié par la Régie<sup>104</sup>.

[113] En réponse à une autre DDR, Énergir confirme<sup>105</sup> qu'elle a tenu compte de la valeur résiduelle des actifs dans le calcul de la rentabilité et de l'impact tarifaire pour les projets retenus par la Régie, conformément aux dispositions de la décision D-2018-080<sup>106</sup>. De plus, Énergir fournit des précisions relatives à l'utilisation du volume retenu aux fins du calcul du revenu requis et de la rentabilité pour deux projets<sup>107</sup>. Par ailleurs, concernant l'inclusion du coût des compteurs dans le calcul du revenu requis et de la rentabilité pour deux projets<sup>108</sup>, Énergir dépose une version révisée du gabarit de calcul du revenu requis et de l'impact tarifaire qui tient compte du coût initial et du réinvestissement dans les compteurs pour deux projets<sup>109</sup>.

## OPINION DE LA RÉGIE

[114] Par ce suivi, la Régie vise à s'assurer du respect de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau.

---

<sup>101</sup> Pièce [B-0085](#), annexe 4, p. 12.

<sup>102</sup> Pièce [B-0085](#), p. 5.

<sup>103</sup> Pièce [B-0192](#), p. 5, R1.5 et [annexe Q-1.5](#) de la même pièce.

<sup>104</sup> Pièce [B-0192](#), p. 6, R1.6.

<sup>105</sup> Pièce [B-0199](#), p. 7, R3.1.

<sup>106</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 34, par. 105.

<sup>107</sup> Pièce [B-0199](#), p. 7, R3.2.

<sup>108</sup> Pièce [B-0199](#), p. 8, R3.3.

<sup>109</sup> Pièce [B-0197](#), annexe Q-1.5 révisée, p. 25 à 40.

[115] La Régie constate que la Liste contient 4 075 projets. Pour chacun de ces projets, le Distributeur a fourni un numéro d'identification, les coûts, le nombre de clients, le marché visé, le statut et le type de projet<sup>110</sup>. La Régie tient à souligner que ces informations additionnelles lui ont été utiles.

[116] Par ailleurs, la Régie reconnaît les défis associés à la production d'une liste incluant un ensemble d'informations spécifiques pour chacun des projets signés inférieurs au seuil prévu au Règlement et note qu'un tel suivi impose d'importantes contraintes logistiques et de temps pour le Distributeur. Or, la Régie est satisfaite des informations produites à la Liste, telle que déposée à la pièce B-0003.

[117] Sur la base des paramètres de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau présentés à la décision D-2019-176<sup>111</sup>, la Régie a examiné l'information déposée pour les 16 projets retenus à l'annexe 4 des pièces B-0085<sup>112</sup> et B-0197<sup>113</sup> ainsi que les informations additionnelles fournies par Énergir en réponse aux DDR n<sup>os</sup> 2 et 4<sup>114</sup>. **À la suite de cet examen, la Régie conclut que le Distributeur applique de façon conforme la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau dans le cadre des projets retenus.**

[118] **Ainsi, la Régie prend acte du suivi aléatoire annuel relatif à certains projets signés inférieurs au seuil prévu au Règlement, en suivi des décisions D-2019-176 et D-2020-164 et s'en déclare satisfaite.**

[119] **Par ailleurs, afin de permettre à la Régie de pouvoir cibler les projets parmi ceux présentés dans la Liste déposée à la pièce B-0003, la Régie demande au Distributeur de s'assurer, tel qu'il le précise, d'identifier clairement les projets de Type « ajout » qui sont des projets d'ajout de charge<sup>115</sup> dans le cadre du dépôt de la Liste aux prochains rapports annuels.**

---

<sup>110</sup> Pièce [B-0003](#), p. 3

<sup>111</sup> Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2019-176](#), p. 8, par. 20.

<sup>112</sup> Pièce [B-0085](#), annexe 4, p. 12

<sup>113</sup> Pièce B-0085 révisée et déposée sous la cote [B-0197](#).

<sup>114</sup> Pièce [B-0192](#) et [B-0197](#).

<sup>115</sup> Pièce [B-0199](#), p 5, R2.1.1.

## 2.6 PROGRAMMES COMMERCIAUX

### 2.6.1 RAPPORT DÉTAILLÉ DES PROGRAMMES PRC ET PRRC

[120] Énergir dépose le rapport détaillé des programmes de rabais à la consommation (PRC) et de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation (PRRC) pour l'année 2019-2020 et demande à la Régie d'en prendre acte<sup>116</sup>. Ce rapport présente les suivis requis aux décisions D-2017-073<sup>117</sup>, D-2018-096<sup>118</sup>, D-2019-124<sup>119</sup> et D-2020-097<sup>120</sup>.

[121] Énergir a versé 11,2 M\$ et 5,2 M\$ en aides financières pour le PRC et le PRRC, respectivement. Ces aides ont permis l'ajout de 2 291 nouveaux clients ou d'effectuer des ajouts de charge grâce au PRC ainsi que de maintenir 4 721 clients actuels grâce au PRRC. Les écarts entre les montants versés en aides financières réels et prévus totalisent moins de 1 %, essentiellement en raison du nombre de projets réels inférieurs à la prévision du PRC.

[122] **La Régie prend acte des suivis des décisions D-2017-073, D-2018-096, D-2019-124 et D-2020-097 relatifs aux programmes PRC et PRRC et s'en déclare satisfaite.**

### 2.6.2 SUIVIS DE LA DÉCISION D-2017-073

[123] Énergir demande à la Régie de mettre fin au suivi portant sur les écarts entre les montants versés constatés au rapport annuel et ceux prévus à la cause tarifaire. Dans sa décision D-2017-073, la Régie précisait :

*« [102] La Régie demande au Distributeur, à compter du rapport annuel 2017, que le rapport détaillé des programmes PRC et PRRC porte sur les montants versés*

---

<sup>116</sup> Pièce [B-0089](#).

<sup>117</sup> Dossier R-3992-2016, décision [D-2017-073](#), p. 34, par. 102.

<sup>118</sup> Dossier R-4024-2017, décision [D-2018-096](#), p. 38, par. 112.

<sup>119</sup> Dossier R-4079-2018, décision [D-2019-124](#), p. 45 et 46, par. 151.

<sup>120</sup> Dossier R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 52, par. 171.

*dans l'année financière, notamment à la suite de la vérification et de l'inspection des appareils installés. De plus, elle lui demande d'expliquer les écarts entre les montants prévus au dossier tarifaire et ceux constatés dans le rapport annuel »<sup>121</sup>.*

[nous soulignons]

[124] Énergir soumet que les explications concernant les écarts entre le prévisionnel et le réel des PRC et de PRRC devraient être présentées dans la pièce portant sur les additions à la base de tarification, soit la pièce [B-0036](#). Elle est d'avis qu'en regroupant les explications quant aux écarts à la base de tarification au même endroit, cela permettrait une présentation réglementaire plus cohérente des écarts des programmes commerciaux. Elle indique que l'information requise par ce suivi continuera d'être fournie dans les rapports annuels<sup>122</sup>.

[125] À cet égard, le GRAME soumet qu'un rapport détaillé, incluant une explication des écarts, est nécessaire dans le contexte de la transition énergétique. Le GRAME recommande à la Régie de refuser la demande d'Énergir de mettre fin au suivi requis à la décision D-2017-073<sup>123</sup>.

[126] La Régie constate que la proposition d'Énergir constitue un transfert d'informations du rapport sur les programmes commerciaux à la pièce concernant les additions à la base de tarification. Ainsi, Énergir continuera de présenter le rapport détaillé des montants versés ainsi que les explications des écarts.

**[127] En conséquence, la Régie autorise Énergir à mettre fin au suivi portant sur les explications des écarts visant le rapport des PRC et PRRC. Cependant, elle demande à Énergir de présenter les informations requises par la décision D-2017-073 et les explications des écarts en lien avec les programmes commerciaux à la pièce portant sur les additions à la base de tarification du rapport annuel.**

---

<sup>121</sup> Dossier R-3992-2016, décision [D-2017-073](#), p. 34, par. 102.

<sup>122</sup> Pièces [B-0089](#), p. 5 et 6 et [B-0171](#), p. 1.

<sup>123</sup> Pièce [C-GRAME-0010](#), p. 5 et 6.

### 2.6.3 SUIVI DE LA DÉCISION D-2018-096

[128] Énergir demande de mettre fin au suivi portant sur les participants au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) ayant reçu des aides financières des programmes commerciaux<sup>124</sup>.

[129] Dans sa décision D-2018-096, la Régie précisait :

*« [112] Considérant leur utilité pour le suivi des programmes commerciaux PRC et PRRC, la Régie demande au Distributeur, à compter du rapport annuel 2018, de déposer une mise à jour des tableaux présentés aux pages 7 de la pièce B-0208 et 35 de la pièce B-0195 »<sup>125</sup>.*

[130] Dans le tableau ci-dessous, Énergir présente le nombre de participants et les montants versés aux programmes commerciaux et au CASEP de façon complémentaire aux aides financières du PGEÉ en lien avec le suivi demandé à la décision D-2018-096.

---

<sup>124</sup> Pièce [B-0089](#), p. 31 et 32.

<sup>125</sup> Dossier R-4024-2017, décision [D-2018-096](#), p. 38, par. 112.

TABLEAU 7  
STATISTIQUES SUR LES PARTICIPANTS AUX PGEÉ AYANT  
REÇU DES AIDES FINANCIÈRES POUR L'ANNÉE 2019-2020

Programme du PGEÉ	Nombre de participants PGEÉ			Montants additionnels reçus en plus du PGEÉ			Montant versé PGEÉ
	PRC (sans CASEP)	PRRC	PRC + CASEP	PRC	PRRC	CASEP	
				(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PE111	102	277	124	169 600	162 350	393 245	476 500
PE113	53	34	1	84 200	16 920	4 100	43 050
PE123	706	22	2	1 237 622	13 600	7 150	293 550
PE202	2	10	-	12 500	144 975	-	132 000
PE210	174	356	56	1 475 187	2 554 583	473 925	4 515 700
PE212	179	141	3	3 289 234	573 871	29 800	1 939 950
PE215	111	2	2	452 800	20 000	5 000	243 000
PE225	22	3	1	66 950	800	2 500	192 100
<b>Total</b>	<b>1 349</b>	<b>845</b>	<b>189</b>	<b>6 788 093</b>	<b>3 487 099</b>	<b>915 720</b>	<b>7 835 850</b>

Source : Pièce [B-0089](#), p. 31.

[131] Énergir soumet que le suivi des participants au PGEÉ n'est pas utile à l'examen des montants engagés ou versés dans le cadre du PRC ou du PRRC. Elle soutient que ce sont plutôt les rapports détaillés qui permettent de déterminer si les montants engagés respectent les conditions des programmes et si les montants versés respectent encore ces conditions, notamment celle assurant que la subvention versée n'excède pas le montant des dépenses admissibles.

[132] Énergir rappelle que plusieurs clients éligibles à l'un ou l'autre des programmes commerciaux participent également aux programmes du PGEÉ, étant donné que le moment opportun pour bénéficier de tous ces programmes est lors de l'acquisition ou du remplacement d'un appareil au gaz naturel. Cependant, Énergir indique que ce type de portrait statistique serait plus pertinent lors d'une évaluation ponctuelle des programmes commerciaux plutôt qu'annuellement.

[133] Le GRAME est d'avis que l'information sur la complémentarité de ces programmes est nécessaire et utile, notamment lors de l'étude du prochain Plan directeur en transition,

innovation et efficacité énergétique (le Plan directeur 2018-2023)<sup>126</sup>. Selon le GRAME, un suivi ponctuel ne permettrait pas de constater l'évolution de l'impact des programmes commerciaux et du CASEP sur la performance du PGEÉ, et vice versa.

[134] La Régie partage l'avis d'Énergir à l'effet que ce suivi est plutôt complémentaire à l'examen annuel des montants engagés ou versés dans le cadre du PRC ou du PRRC. Elle est d'avis que l'examen de cette information est davantage pertinent lors d'une évaluation ponctuelle des offres commerciales d'Énergir, plutôt qu'annuellement.

**[135] En conséquence, la Régie autorise Énergir à mettre fin au suivi portant sur le tableau des statistiques sur les participants au PGEÉ ayant reçu des aides financières exigées par la décision D-2018-096.**

## **2.7 RÉÉVALUATION DES SUIVIS RELATIFS AUX PLANS DE DÉVELOPPEMENT ET AUX PROGRAMMES COMMERCIAUX**

[136] En réponse à une DDR<sup>127</sup>, Énergir soumet qu'elle fait plusieurs suivis relatifs à ses plans de développement<sup>128</sup> et ses programmes commerciaux<sup>129</sup> et qu'il y aurait peut-être lieu d'en évaluer la pertinence ou d'en revoir le format considérant les importants changements que la décision D-2018-080 a induits sur ses pratiques d'affaires.

**[137] La Régie juge opportun de procéder à cette évaluation et demande à Énergir de déposer les résultats de son analyse à cet effet aux fins de son examen dans le cadre d'un dossier tarifaire.**

---

<sup>126</sup> Pièce [C-GRAME-0010](#), p. 6 et 7.

<sup>127</sup> Pièce [B-0186](#), p. 4 et 5, R1.4.

<sup>128</sup> Pièces [B-0003](#), [B-0085](#) et [B-0086](#).

<sup>129</sup> Pièces [B-0087](#), [B-0088](#) et [B-0089](#).

### 3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

#### 3.1 RAPPORT ANNUEL DES PROGRAMMES ET DES ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[138] Énergir indique que pour une deuxième année consécutive du Plan directeur 2018-2023, les programmes du PGEÉ ont atteint 102 % des économies annuelles nettes prévues de 41,7 Mm<sup>3</sup>, soit 42,7 Mm<sup>3</sup> de gaz naturel représentant des réductions de 82 055 tonnes de gaz à effet de serre (GES). Ces résultats ont été atteints avec un taux de participation de 85 %, ou 7 056 participants bruts, et 79 % du budget global autorisé représentant des coûts réels de 22,3 M\$.

[139] Énergir mentionne que 77 % des aides financières prévues et 88 % des frais d'exploitation prévus ont été réalisés. Elle souligne que la participation moindre, due en partie au contexte de la pandémie de COVID-19 (la Pandémie), explique principalement le taux de réalisation des aides financières.

[140] Énergir soumet que les résultats du test du coût total en ressources confirment la rentabilité des programmes du PGEÉ dans leur ensemble pour l'année 2019-2020<sup>130</sup>.

##### 3.1.1 ÉTABLISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS RELATIFS AU PGEÉ

[141] Énergir présente le suivi de l'établissement des comptes de frais reportés (CFR) relatifs au PGEÉ. Les sommes non dépensées en frais d'exploitation et en aide financière, totalisant 0,5 M\$ et 5,6 M\$ respectivement, ont été transférées à deux CFR, ce qui a pour effet de ramener le niveau des frais d'exploitation et des aides financières réels équivalent à celui autorisé. Les CFR ainsi créés constituent des montants à remettre à la clientèle et seront intégrés dans les tarifs de l'année 2022<sup>131</sup>.

---

<sup>130</sup> Pièce [B-0084](#), p. 2 à 5.

<sup>131</sup> Pièces [B-0083](#) et [B-0084](#), p. 4.

[142] La Régie constate que l'établissement des frais reportés relatifs aux dépenses d'exploitation et aux aides financières du PGEÉ est conforme à ses décisions<sup>132</sup>.

### 3.1.2 ÉCARTS DU PGEÉ

[143] Énergir identifie les écarts par rapport à ce qui a été autorisé par la Régie. Elle fournit les explications des écarts significatifs du PGEÉ incluant<sup>133</sup> :

- les écarts des huit programmes englobants;
- les écarts des volets et sous-volets sous forme d'un tableau de synthèse et de fiches détaillées;
- des explications des écarts par volets et sous-volets.

[144] En réponse à une DDR de la Régie concernant la faible participation aux volets *Rénovation et Nouvelle Construction*, Énergir mentionne que le ralentissement des activités de réalisation des projets et des étapes administratives, causé par la Pandémie aux deux derniers trimestres de l'année 2019-2020, a probablement eu comme impact de déplacer certains participants à l'année 2020-2021<sup>134</sup>.

[145] La Régie constate que les résultats globaux du PGEÉ pour l'année 2019-2020 atteignent la cible du Plan directeur 2018-2023<sup>135</sup>.

[146] Elle constate également que l'information présentée au rapport sur les programmes et activités en efficacité énergétique est complète et conforme aux décisions de la Régie, notamment en lien avec la mise à jour des paramètres révisés dans les rapports d'évaluation déposés au cours de l'année 2019-2020 ainsi que les suivis présentés dans l'annexe D<sup>136</sup>.

**[147] La Régie prend acte des résultats et des suivis du PGEÉ 2019-2020 et s'en déclare satisfaite.**

---

<sup>132</sup> Dossiers R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 131 et 132, par. 472 et 476 et R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 11 et 12, par. 31 et 33.

<sup>133</sup> Pièce [B-0084](#), p. 11, [annexe A](#), [annexe E](#) et [annexe F](#).

<sup>134</sup> Pièce [B-0186](#), p. 22, R9.1.

<sup>135</sup> [Le Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023](#).

<sup>136</sup> Pièce [B-0084](#), annexe D et [Suivi administratif des résultats d'évaluation des volets du PGEÉ](#).

[148] Par ailleurs, conformément à la décision D-2019-088<sup>137</sup>, la Régie a examiné le rapport d'évaluation du programme *Soutien aux ménages à faible revenu*. Elle note que les améliorations potentielles concernent la participation puisqu'il n'y a pas de paramètre à réviser pour ce programme. À cet égard, l'évaluateur recommande à Énergir de :

- poursuivre les efforts de promotion et tenter de rejoindre davantage la clientèle cible;
- étudier la possibilité d'alléger la méthode de qualification des locataires d'immeubles multilocatifs pour que cet élément ne devienne pas un frein à la participation des propriétaires de ces immeubles.

[149] La Régie constate des résultats de l'année 2019-2020 que la participation au programme a dépassé les attentes d'Énergir avec un taux de participation global de 133 %. Énergir indique que cette participation record s'explique par la sensibilisation et la communication du programme auprès des représentants des ventes ainsi que par la participation accrue d'organismes sans but lucratif qui a permis de rejoindre un nombre de ménages à faible revenu beaucoup plus important<sup>138</sup>. Par conséquent, la Régie constate qu'Énergir a répondu à la première recommandation de l'évaluateur.

[150] Quant à la seconde recommandation, la Régie note qu'Énergir en avait pris connaissance dans le dossier du rapport annuel 2018-2019<sup>139</sup> et qu'elle analyserait sa mise en application.

## 4. SUIVIS

### 4.1 SUIVIS DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT

[151] Énergir présente le suivi annuel des projets suivants :

---

<sup>137</sup> Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 119, par. 414.

<sup>138</sup> Pièce [B-0084](#), p. 14 et [annexe C](#), p. 11.

<sup>139</sup> Dossier R-4114-2019, pièce [B-0176](#), p. 18, R4.4.

- extension du réseau jusqu'à la municipalité de La Corne<sup>140</sup>;
- franchise pour desservir les territoires des régions du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et de la Côte-Nord<sup>141</sup>;
- extension de réseau dans les MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan<sup>142</sup>;
- projet de relocalisation de la conduite de gaz naturel pour le projet du SRB Pie-IX<sup>143</sup>;
- projet visant la construction d'un bâtiment sur le site de l'usine LSR<sup>144</sup>;
- projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Sainte-Catherine Ouest<sup>145</sup>;
- projet visant l'extension de réseau pour la desserte en gaz naturel de Métaux BlackRock Inc. et de la zone industrialo-portuaire de Saguenay<sup>146</sup>;
- extension de réseau à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde<sup>147</sup>;
- mise en place d'une solution informatique de gestion des interventions de service (Mobilité)<sup>148</sup>;
- projet de remplacement du compresseur d'évaporation de l'usine LSR<sup>149</sup>;
- projet de desserte en gaz naturel d'une nouvelle usine de Kruger à Sherbrooke<sup>150</sup>;
- projet de modernisation PRE-RH<sup>151</sup>;
- projet de remplacement d'un poste de livraison à Contrecœur<sup>152</sup>;
- projet d'extension de réseau entre Saint-Henri et Montmagny<sup>153</sup>;
- renforcement des réseaux de transmission de l'Estrie et de la Montérégie<sup>154</sup>;

---

<sup>140</sup> Pièce [B-0099](#).

<sup>141</sup> Pièce [B-0100](#).

<sup>142</sup> Pièce [B-0106](#).

<sup>143</sup> Pièce [B-0112](#).

<sup>144</sup> Pièce [B-0114](#).

<sup>145</sup> Pièce [B-0116](#).

<sup>146</sup> Pièce [B-0118](#).

<sup>147</sup> Pièce [B-0120](#).

<sup>148</sup> Pièce [B-0122](#).

<sup>149</sup> Pièce [B-0125](#).

<sup>150</sup> Pièce [B-0127](#).

<sup>151</sup> Pièce [B-0129](#).

<sup>152</sup> Pièce [B-0131](#).

<sup>153</sup> Pièce [B-0133](#).

<sup>154</sup> Pièce [B-0135](#).

- projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Peel<sup>155</sup>.

[152] **La Régie prend acte des suivis de ces projets et s'en déclare satisfaite.**

[153] En ce qui a trait au suivi annuel du projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Sainte-Catherine Ouest<sup>156</sup>, Énergir informe la Régie que la portion de la phase 2 des travaux situés sur la place Phillips entre la rue Sainte-Catherine et le boulevard René-Lévesque est reportée au-delà de 2024 en raison d'un report des travaux de la Ville de Montréal, desquels Énergir est tributaire. Le Distributeur demande à la Régie de l'autoriser à ne plus suivre la partie de la phase 2 reportée au-delà de 2024.

[154] **La Régie prend acte du suivi du projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Sainte-Catherine Ouest.**

[155] Toutefois, la Régie considère que puisque le projet a été approuvé dans son ensemble, le suivi doit se poursuivre pour l'ensemble du projet. **Ainsi, la Régie rejette la demande d'Énergir de ne plus suivre la partie de la phase 2 reportée au-delà de 2024.**

[156] **À des fins d'efficience règlementaire, la Régie autorise toutefois Énergir à suspendre le suivi du projet entre la fin des travaux de la phase 2 pour la portion située sur la place Phillips entre les rues Cathcart et Sainte-Catherine et le début des travaux pour la portion des travaux situés sur la place Phillips entre la rue Sainte-Catherine et le boulevard René-Lévesque.**

[157] Énergir présente le suivi annuel des projets suivants et demande d'y mettre fin :

- suivi de la formation à une clientèle externe par l'École de technologie gazière (ÉTG)<sup>157</sup>;
- projet d'extension de réseau dans le parc industriel de Beauharnois<sup>158</sup>;
- projet visant l'aménagement du site extérieur de formation de l'ÉTG de Boucherville<sup>159</sup>;

---

<sup>155</sup> Pièce [B-0137](#).

<sup>156</sup> Pièce [B-0116](#).

<sup>157</sup> Pièce [B-0031](#).

<sup>158</sup> Pièce [B-0102](#).

<sup>159</sup> Pièce [B-0103](#).

- projet de reconstruction de la conduite du pont Trudel<sup>160</sup>;
- mise en place d'une solution informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle (CRM)<sup>161</sup>;
- projet d'extension de réseau à Saint-Marc-des-Carières<sup>162</sup>;
- projet de relocalisation d'une conduite de gaz naturel à Sainte-Anne-de-Bellevue<sup>163</sup>.

[158] **La Régie prend acte des suivis annuels des projets d'Énergir et l'autorise à mettre fin aux suivis annuels des projets énoncés au paragraphe précédent, considérant que les conditions établies dans sa décision D-97-25<sup>164</sup> ont été satisfaites.**

#### 4.2 AUTRES SUIVIS ANNUELS À LA SUITE DE DÉCISIONS DE LA RÉGIE

[159] Énergir présente les suivis annuels suivants, à la suite de décisions de la Régie :

- suivi relatif aux contrats des capacités de transport existants (suivi de la décision D-2019-124);
- suivi relatif au niveau de saturation par région (suivi de la décision D-2020-097);
- suivis relatifs à la diversification des indices d'achats de fourniture et à l'historique des achats réels de fourniture à Dawn;
- suivi relatif à la gestion des cas de préavis de sortie du service de transport d'Énergir;
- suivi relatif au défaut ou faillite d'une contrepartie dans le cadre de toute transaction touchant les approvisionnements gaziers;
- suivi relatif aux transactions d'échange géographique avec un client de la franchise et comportant un point d'échange dans la franchise;
- suivis des montants versés au CFR relatif au processus de consultation réglementaire;

---

<sup>160</sup> Pièce [B-0104](#).

<sup>161</sup> Pièce [B-0110](#).

<sup>162</sup> Pièce [B-0184](#).

<sup>163</sup> Pièce [B-0123](#).

<sup>164</sup> Dossier R-3371-97, décision [D-97-25](#).

- rapports relatifs au SPEDE et à l'évolution du CFR;
- suivi relatif à la flexibilité tarifaire biénergie et mazout, tel qu'il appert de la pièce Énergir-14, Document 1 (suivis des décisions D-94-52, D-95-75, D-96-08<sup>165</sup>, D-99-11<sup>166</sup> et D-2010-091<sup>167</sup>);
- suivi relatif aux projets subventionnés par le Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP).

[160] **La Régie prend acte de ces suivis et s'en déclare satisfaite.**

### 4.3 SUIVI RELATIF À L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL RENOUELABLE D'ÉNERGIR À LA VILLE DE SAINT-HYACINTHE

#### POSITION D'ÉNERGIR

[161] Énergir dépose la pièce B-0074 à titre de suivi de la décision D-2015-177<sup>168</sup> en vertu de laquelle, la Régie demandait à Énergir de déposer de l'information relative à l'approvisionnement en GNR à la Ville de Saint-Hyacinthe (la Ville)<sup>169</sup>.

[162] Conformément à cette décision, le Distributeur présente sur une base quotidienne l'information portant sur la nomination d'injection, le surplus (ou déficit) d'injection, les volumes et prix d'achat par m<sup>3</sup> pour l'achat de gaz naturel; le coût d'achat pour le transport par m<sup>3</sup>, le coût d'achat pour la compression par m<sup>3</sup> et le coût total pour l'achat de gaz naturel livré en franchise<sup>170</sup>.

[163] Dans le cadre du suivi déposé au rapport annuel de l'année 2018-2019<sup>171</sup>, Énergir précisait que le processus de pénalités relatives aux déséquilibres du producteur a débuté le 16 janvier 2019. Par ailleurs, en raison d'enjeux techniques, le producteur n'a pu injecter

---

<sup>165</sup> Dossier R-3349-96, décision D-96-08.

<sup>166</sup> Dossier R-3397-98, décision [D-99-11](#).

<sup>167</sup> Dossier R-3717-2009, décision [D-2010-091](#).

<sup>168</sup> Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-177](#).

<sup>169</sup> Pièce [B-0074](#).

<sup>170</sup> Pièce [B-0074](#), annexe 1.

<sup>171</sup> Dossier R-4114-2019, pièce [B-0069](#), p. 1.

de GNR du 19 janvier au 18 mars 2019. Pour cette raison, Énergir a décidé de considérer sa nomination quotidienne égale à son injection pour la période du 19 janvier au 30 septembre 2019.

[164] Dans le cadre du suivi déposé au présent dossier, Énergir explique que ce traitement a été maintenu pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2019 au 3 juin 2020, le développement en vue de modifier le système informatique de gestion des nominations ayant débuté en 2020<sup>172</sup>.

[165] En réponse à une DDR<sup>173</sup>, Énergir précise que les modifications permettant de faciliter le processus de nomination des producteurs de GNR ne constituent qu'une partie de l'ensemble plus large de modifications devant être réalisées aux systèmes informatiques. Le Distributeur précise toutefois que les efforts de développement réalisés depuis un an ont été orientés vers d'autres priorités. Énergir croit être en mesure de débiter les modifications concernant le processus de nomination des producteurs de GNR à l'automne 2021.

[166] Les volumes injectés quotidiens moyens de la Ville ont augmenté de 5 975 m<sup>3</sup>/jour en moyenne en 2018-2019 à 12 222 m<sup>3</sup>/jour en 2019-2020. Énergir note que le niveau d'injection quotidien maximal a été de 23 304 m<sup>3</sup>/jour le 7 avril 2020.

[167] En lien avec les nominations quotidiennes de la Ville, Énergir précise que cette dernière les a débutées le 4 juin 2020 au terme de la période de rodage vis-à-vis le processus de nomination. Pour cette période de rodage, les pénalités relatives aux déséquilibres n'ont pas été facturées à la cliente.

[168] Par ailleurs, en réponse à une DDR<sup>174</sup>, Énergir estime que malgré certains progrès, la Ville est toujours en phase d'apprentissage. Énergir l'accompagne afin de résorber son écart de compte d'écart cumulatif en utilisant la nomination d'ajustement.

[169] Énergir indique que cette exemption n'a pas d'impact significatif pour la clientèle. En réponse à une DDR<sup>175</sup>, Énergir précise que le montant des pénalités relatives aux déséquilibres qui n'ont pas été facturées est de 46 174 \$.

---

<sup>172</sup> Pièce [B-0074](#), p. 1.

<sup>173</sup> Pièce [B-0192](#), p. 12, R3.1.

<sup>174</sup> Pièce [B-0192](#), p. 13, R3.2.

<sup>175</sup> Pièce [B-0192](#), p. 13, R3.3.

[170] Énergir précise que cette exemption est temporaire et l'avènement de la solution informatique va grandement faciliter le processus de nomination. Énergir ajoute que bien que l'impact des déséquilibres des petits producteurs soit minime, il est important de mesurer et d'allouer des pénalités de façon juste et équitable à tout comportement pouvant induire des coûts pour la clientèle.

[171] Énergir propose tout de même de ne pas facturer les pénalités relatives aux déséquilibres avant qu'une décision ne soit rendue par la Régie à l'égard d'une proposition relative aux déséquilibres pour les producteurs de GNR dans le dossier R-4008-2017<sup>176</sup>.

## **OPINION DE LA RÉGIE**

[172] La Régie note une augmentation des volumes de GNR injectés.

[173] La Régie constate également qu'Énergir continue de travailler au développement du système de nomination et qu'elle accompagne la Ville afin de résorber son écart de compte d'écart cumulatif en utilisant la nomination d'ajustement.

[174] La Régie constate également qu'un montant de pénalité de 46 174 \$ n'a pas été facturé à la Ville et que le Distributeur a soumis une proposition, dans le cadre du dossier R-4008-2017, visant à approuver la modification des seuils de tolérance cités dans l'article 13.2.2.2 des *Conditions de service et Tarif* afin de refléter les marges de tolérance qui lui sont appliquées par TransCanada Pipeline Limited<sup>177</sup>.

[175] La Régie note que cet enjeu est toujours en traitement dans le cadre du dossier R-4008-2017.

[176] **La Régie prend acte du suivi déposé.**

---

<sup>176</sup> Dossier R-4008-2017, dans la pièce [B-0006](#), p. 5 : « Révision des seuils des déséquilibres pour les producteurs de gaz naturel sur le territoire de Gaz Métro », le Distributeur indique : « [...] Gaz Métro propose donc de revoir les seuils prévus à ses propres CST [Conditions de service et Tarif] applicables aux producteurs de gaz naturel sur son territoire afin de mieux refléter les seuils auxquels elle est elle-même réellement assujettie à l'égard de TCPL ». [nous ajoutons]

<sup>177</sup> Dossier R-4008-2017, pièce [B-0006](#), p. 6.

#### 4.4 SUIVI DE LA DÉCISION D-2014-165 À L'ÉGARD DE L'EXPLICATION DES ÉCARTS ENTRE LE RAPPORT ANNUEL 2019-2020 ET LE DOSSIER TARIFAIRE 2019-2020

[177] En suivi de la décision D-2014-165<sup>178</sup>, Énergir dépose la pièce B-0047 présentant une analyse comparative du nombre moyen de clients, des volumes normalisés et des revenus de distribution pour l'année 2019-2020 ainsi qu'une explication des écarts de volumes et de nombre de clients entre le Rapport annuel 2019-2020 et le dossier tarifaire 2019-2020<sup>179</sup>.

[178] Tant pour les marchés des grandes entreprises que des PMD, Énergir précise que les volumes livrés en 2019-2020, inférieurs aux volumes prévus au dossier tarifaire 2019-2020, sont attribuables de manière générale au contexte économique découlant de la Pandémie. Énergir indique aussi que le nombre d'utilisateurs aux tarifs D4 et D5 est légèrement en baisse par rapport aux prévisions du dossier tarifaire 2019-2020. Le Distributeur ajoute qu'en plus de la conjoncture économique défavorable, la baisse des livraisons pour l'année 2019-2020 pour les marchés PMD est également associée à la maturation des nouvelles ventes qui s'est avérée légèrement inférieure au niveau prévu.

[179] En réponse à une DDR<sup>180</sup> visant à clarifier le traitement et obtenir des détails concernant les revenus de la projection tarifaire et réels associés au Nivellement des projets d'injection de GNR<sup>181</sup>, Énergir indique qu'une erreur de ventilation des revenus de réception projetés s'est glissée dans la pièce B-0047. Le Distributeur explique que, bien que le total des revenus projetés soit exact, il aurait dû être ventilé différemment entre les lignes 27 et 28, afin de refléter les données finales du dossier tarifaire 2019-2020<sup>182</sup>. Conséquemment, Énergir a déposé une version révisée de la pièce B-0047<sup>183</sup>.

---

<sup>178</sup> Dossier R-3871-2013, décision [D-2014-165](#).

<sup>179</sup> Pièce [B-0047](#).

<sup>180</sup> Pièce [B-0197](#), p. 13, R4.1.

<sup>181</sup> Pièce [B-0047](#), p. 1, lignes 27 à 29.

<sup>182</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, pièce [B-0326](#), p. 5, tableau *Conciliation (sic) du coût de service et des revenus de réception*.

<sup>183</sup> Pièce [B-0178](#).

**[180] La Régie prend acte du suivi à l'égard de l'explication des écarts du nombre de clients, des volumes de vente et des revenus entre le Rapport annuel 2019-2020 et le dossier tarifaire 2019-2020.**

#### **4.5 SUIVI DES DÉCISIONS D-2014-077 ET D-2020-097**

[181] Dans sa décision D-2014-077<sup>184</sup>, la Régie ordonnait à Énergir de déposer un suivi portant sur la stratégie de gestion de l'entreposage chez Enbridge.

[182] Dans sa décision D-2020-097<sup>185</sup>, la Régie ordonnait une modification de ce suivi afin de tenir compte des volumes d'inventaires en entreposage en fonction des contrats réellement détenus en cours d'année et de la stratégie approuvée à la décision D-2014-077. La Régie demandait aussi à Énergir de présenter la liste des contrats d'entreposage détenus au cours de l'année, incluant les contrats ayant pris échéance et les contrats renouvelés et de présenter une évaluation de l'impact financier de la gestion d'inventaire en entreposage d'Enbridge en tenant compte du plan de retraits et d'injections de la stratégie en vigueur.

[183] En suivi des précédentes, Énergir dépose le suivi portant sur la stratégie de gestion des retraits et des injections au site d'entreposage d'Enbridge<sup>186</sup>.

[184] La Régie note que le suivi déposé par Énergir à la pièce B-0071 est conforme aux décisions D-2014-077 et D-2020-097.

[185] La Régie retient de ce suivi que la gestion de l'entreposage chez Enbridge est à l'avantage de la clientèle.

**[186] En conséquence, la Régie prend acte du suivi des décisions D-2014-077 et D-2020-097 relatif à la gestion de l'entreposage chez Enbridge et s'en déclare satisfaite.**

---

<sup>184</sup> Dossier R-3837-2013 Phase 3, décision [D-2014-077](#), p. 37, par. 112 et 113.

<sup>185</sup> Dossier R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 84 et 85, par. 298 à 302.

<sup>186</sup> Pièce [B-0071](#).

#### 4.6 SUIVI RELATIF AUX TRANSACTIONS CONCLUES EN VERTU DE L'INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE EN GAZ NATUREL

[187] Dans sa décision D-2019-141, la Régie notait « *qu'Énergir prévoit présenter, dans le cadre de sa reddition de compte au rapport annuel 2019-2020, la proposition de traitement ainsi que les informations relatives aux achats responsables de gaz naturel* »<sup>187</sup>.

[188] Énergir présente les transactions conclues en vertu de l'Initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel (l'Initiative) à l'annexe 1 de la pièce B-0081, déposée sous pli confidentiel.

[189] Énergir présente également sa proposition de traitement à la pièce B-0082 :

*« Comme demandé dans la décision D-2019-141 (paragr. 226), les transactions d'achats responsables de gaz naturel sont présentées et identifiées à l'annexe 2 du Rapport mensuel sur le coût détaillé du coût de service de fourniture et du gaz de compression projeté.*

*Énergir propose de continuer à inclure les quantités ainsi que les coûts associés à l'Initiative dans son calcul mensuel des services de fourniture, comme elle le fait depuis le mois de mars 2020 »*<sup>188</sup>. [note de bas de page omise]

[190] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2019-141 quant aux transactions conclues en vertu de l'Initiative durant l'année 2019-2020 et s'en déclare satisfaite. Par ailleurs, la Régie retient la proposition de traitement du Distributeur.**

[191] **Considérant la pertinence de suivre l'évolution des transactions conclues en vertu de l'Initiative, la Régie demande à Énergir de déposer une mise à jour du tableau à l'annexe 1 de la pièce B-0081 dans le cadre des futurs dossiers du rapport annuel.**

---

<sup>187</sup> Dossier R-4046-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), par. 225.

<sup>188</sup> Pièce [B-0082](#).

## 4.7 RAPPORT DE SUIVI ASSOCIÉ À L'ACTIVITÉ GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

### 4.7.1 FORMULE D'ÉTABLISSEMENT DU PRIX D'ACHAT/VENTE DES GAZ D'ÉVAPORATION ISSUS DES QUAIS DE CHARGEMENT 1 ET 2 DE L'USINE LSR

[192] Dans sa décision D-2020-113, la Régie indiquait :

*« La Régie demande à Énergir, dans le cadre du rapport annuel 2020, de présenter, aux fins de son approbation, la formule d'établissement du prix d'achat/vente des gaz d'évaporation issus des quais de chargement 1 et 2 et de déposer, le cas échéant, le contrat conclu avec GM GNL à cette fin. Elle lui demande également de présenter et justifier le traitement des coûts des conduites appartenant à Énergir et reliant les quais de chargement 1 et 2 »<sup>189</sup>.*

[193] En suivi de cette décision, Énergir dépose<sup>190</sup> le *Contrat cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation amendé et mis à jour* intervenu entre Énergir et Gaz Métro GNL, s.e.c. (le Contrat Cadre) et explique que la formule d'établissement du prix d'achat ou de vente des gaz d'évaporation issus des quais de chargement 1 et 2 à l'usine LSR est comparable à la formule du rachat de l'évaporation produite par le train de liquéfaction 2.

[REDACTED]  
[REDACTED] :

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED].

[194] [REDACTED]<sup>191</sup> [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED].

<sup>189</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 3, décision [D-2020-113](#), p. 25, par 100.

<sup>190</sup> Pièce [B-0058](#), annexe 1 (B-0057 sous pli confidentiel).

<sup>191</sup> Pièce [B-0188](#), p. 3, R1.2 (B-0187 sous pli confidentiel).

[195] **Sur la base du suivi de la décision D-2020-113 portant sur la formule d'établissement du prix d'achat/vente des gaz d'évaporation issus des quais de chargement 1 et 2 à l'usine LSR, la Régie conclut que ces achats/ventes sont traités de la même manière que d'autres achats de gaz naturel en franchise. En conséquence, la Régie approuve la formule d'établissement du prix d'achat/vente des gaz d'évaporation issus des quais de chargement 1 et 2 de l'usine LSR.**

[196] **En conséquence, la Régie approuve le *Contrat cadre d'achat/vente de gaz naturel d'évaporation amendé et mis à jour* intervenu entre Énergir et Gaz Métro GNL, s.e.c. déposé à l'annexe 1 de la pièce B-0057.**

[197] Dans sa décision D-2020-113<sup>192</sup>, la Régie notait qu'un schéma identifiait les conduites permettant de capter les gaz d'évaporation reliant les quais de chargement 1 et 2 comme appartenant à Énergir et non au client GM GNL. Ainsi, la Régie se questionnait sur le montant payé par le client GM GNL pour rembourser l'investissement.

[198] Au présent dossier, Énergir dépose une mise à jour du schéma confirmant que les conduites reliant les quais de chargement 1 et 2 à la conduite d'Énergir appartiennent à GM GNL<sup>193</sup>. Énergir confirme que GM GNL a assumé les coûts d'acquisition de ces conduites et qu'elle en assume les coûts d'entretien. Énergir précise que le point de transfert de propriété entre les installations de GM GNL et celles d'Énergir se trouve à la jonction de la conduite appartenant à GM GNL et de la conduite appartenant à Énergir.

[199] **La Régie est satisfaite de la présentation relative à la propriété et au traitement des coûts des conduites appartenant à Énergir et reliant les quais de chargement 1 et 2.**

#### **4.7.2 COÛTS ET VOLUMES ASSOCIÉS À L'ACTIVITÉ DE VENTE DE GNL**

[200] En 2019, GM GNL a demandé à Énergir d'utiliser le liquéfacteur 1 pour répondre à ses besoins de liquéfaction. Au total, GM GNL a retiré 2 767 195 m<sup>3</sup> qui lui ont été facturés par la distribution au Québec (la daQ) selon les modalités prévues à la décision D-2010-144.

---

<sup>192</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 3, décision [D-2020-113](#), p. 19 et 20, par. 76.

<sup>193</sup> Pièce [B-0058](#), p. 3.

[201] Dans sa décision D-2010-144<sup>194</sup>, la Régie statuait que le coût unitaire moyen de distribution facturé au client GM GNL pour les volumes de gaz naturel étant liquéfiés à partir du liquéfacteur 1 doit être établi en prenant comme hypothèse le coût unitaire de distribution d'un client ayant un profil de consommation similaire à celui de l'usine LSR dans son ensemble.

[202] Énergir a utilisé le volume réel de liquéfaction du liquéfacteur 1, qui est de 26 516 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> entre le 1<sup>er</sup> octobre 2019 et le 30 septembre 2020, soit 72 647 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Cette consommation correspond au tarif D<sub>5</sub>, palier 5.7, volet A et à un coût unitaire de 11,154 ¢/m<sup>3</sup>.

[203] Énergir explique avoir facturé par erreur le client GM GNL au tarif D<sub>5</sub>, palier 5.8, volet A à un coût unitaire de 8,117 ¢/m<sup>3</sup>. La différence de tarif entre les deux paliers de 3,037 ¢/m<sup>3</sup> est appliquée aux volumes soutirés de 2 767 195 m<sup>3</sup>, ce qui représente des revenus de distribution additionnels de 84 040 \$.

[204] Énergir propose de considérer cet écart dans ses résultats de l'exercice 2020-2021 en l'intégrant aux écarts de revenus qui seront constatés en vertu du mécanisme de découplage au terme de cet exercice. Le Distributeur soutient que cette solution maintiendra la clientèle de l'activité réglementée indemne, qu'elle évitera une réouverture des livres qui aurait occasionné de multiples changements à sa preuve et qu'elle n'entraînera pas d'impact sur le partage des résultats de 2019-2020.

**[205] La Régie retient les explications d'Énergir et accepte que l'écart de 84 040 \$ au service de distribution résultant de l'erreur de facturation soit intégré aux écarts de revenus qui seront constatés en vertu du mécanisme de découplage aux résultats financiers de l'exercice 2020-2021.**

#### **4.8 RAPPORT DE SUIVI DU COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL**

[206] Dans sa décision D-2019-141<sup>195</sup> la Régie a approuvé les nouvelles modalités du compte d'aide au soutien social (CASS) qui a maintenant un statut de programme régulier.

---

<sup>194</sup> Dossier R-3720-2010 Phase 2, décision [D-2010-144](#), p. 48.

<sup>195</sup> Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 120, par. 512.

Afin que la Régie puisse examiner l'évolution du programme, Énergir propose de présenter aux rapports annuels le suivi du CASS sous forme d'un fichier Excel. L'information présentée est essentiellement la même que celle fournie au suivi du projet pilote<sup>196</sup>.

**[207] La Régie prend acte des résultats du suivi pour le CASS pour l'année 2019-2020. Considérant que le format du suivi proposé pour le CASS à présenter dans les rapports annuels est plus efficient, elle retient la proposition de présenter aux rapports annuels le suivi du CASS sous forme d'un fichier Excel.**

#### **4.9 SUIVI RELATIF AUX AMÉNAGEMENTS AUX *CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF* EN LIEN AVEC LA PANDÉMIE**

[208] Le 25 mars 2020, la Régie de l'énergie (la Régie) faisait parvenir une lettre à tous les distributeurs et transporteurs sous sa juridiction, incluant Énergir, dans laquelle elle leur demandait de l'informer par voie administrative, périodiquement, des mesures mises en place pour le maintien de la sécurité des réseaux, du public et de la clientèle, en lien avec la Pandémie. La Régie indiquait également que cette information pourrait éventuellement être examinée dans le cadre des prochains dossiers tarifaires.

[209] Lors de l'audience du dossier tarifaire 2020-2021, en réponse à une question de la Régie, Énergir a indiqué qu'elle envisageait de lui demander de prendre acte des assouplissements liés à la Pandémie dans le cadre du rapport annuel.

[210] Entre le 16 mars et le 14 septembre 2020, Énergir a envoyé six lettres à la Régie pour l'informer des aménagements temporaires aux *Conditions de service et Tarif* ou aux programmes commerciaux qu'elle appliquerait en lien avec la Pandémie.

**[211] La Régie prend acte des aménagements apportés aux *Conditions de service et Tarif* et aux programmes commerciaux en lien avec la Pandémie pendant l'année financière terminée le 30 septembre 2020. Elle demande par ailleurs à Énergir de maintenir le présent suivi.**

---

<sup>196</sup> Pièce [B-0090](#), Énergir-14, doc. 7.

## 5. DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[212] Le 18 décembre 2020, Énergir dépose sa Demande amendée<sup>197</sup> dans laquelle elle demande à la Régie d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion de certaines pièces et de certains renseignements.

[213] Afin d'obtenir davantage d'informations quant à ces demandes de traitement confidentiel, la Régie transmet à Énergir deux DDR<sup>198</sup>.

[214] À la suite des réponses d'Énergir à ces DDR, la Régie convoque une audience qui se tiendra le 2 juin 2021<sup>199</sup>. À la suite de cette convocation, Énergir dépose une deuxième demande réamendée<sup>200</sup>, dans laquelle elle amende ses demandes de traitement confidentiel, ainsi que les versions publiques et caviardées, le cas échéant, de certaines pièces<sup>201</sup> et une nouvelle déclaration sous serment<sup>202</sup>.

[215] L'article 30 de la Loi prévoit ce qui suit :

*« La Régie peut interdire ou restreindre la divulgation, la publication ou la diffusion de renseignements ou de documents qu'elle indique, si le respect de leur caractère confidentiel ou l'intérêt public le requiert ».*

[216] Cet article constitue une exception à la règle générale du caractère public des débats devant la Régie. Selon cette règle, il incombe à celui qui demande une ordonnance de traitement confidentiel de faire la preuve que les renseignements visés par sa demande ont un caractère confidentiel qui doit être respecté.

---

<sup>197</sup> Pièce [B-0008](#).

<sup>198</sup> Pièce [A-0015](#) et pièce [A-0017](#).

<sup>199</sup> Pièce [A-0019](#).

<sup>200</sup> Pièce [B-0209](#).

<sup>201</sup> Énergir avait initialement déposé les pièces B-0025, B-0026, B-0027 et B-0039 sous pli confidentiel (respectivement Énergir-4, documents 2, 3 et 4 et Énergir-6, document 6). Ces pièces sont alors déposées de façon publique respectivement comme pièces [B-0214](#), [B-0215](#), [B-0216](#) et [B-0217](#).

<sup>202</sup> Pièce [B-0210](#).

[217] Aux fins de la présente décision, la Régie prend en considération la nature des renseignements visés par les demandes et le préjudice auquel Énergir serait exposée, selon les déclarations sous serment déposées au dossier.

[218] La Régie dresse ci-dessous la liste des pièces et des informations visées par les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel d'Énergir et réfère aux déclarations sous serment visées, ainsi que la durée demandée pour le traitement confidentiel.

TABLEAU 8  
LISTE DES PIÈCES ET INFORMATIONS FAISANT L'OBJET  
DE DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

Pièce ou information faisant l'objet d'une demande de traitement confidentiel	Déclaration sous serment	Durée demandée pour le traitement confidentiel
<b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-3, document 1</u></b> (Pièce <a href="#">B-0212</a> , déposée sous pli confidentiel comme pièces B-0022 et B-0213)	Pièce <a href="#">B-0210</a>	10 ans
<b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-9, document 6</u></b> (Pièce <a href="#">B-0054</a> , déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0053) <b><u>Pièce Énergir-9, document 7</u></b> (Pièce B-0055, révisée B-0196)	Pièce <a href="#">B-0013</a>	10 ans
<b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-9, document 2, à l'exception des lignes 53 et 54 de la page 7</u></b> (Pièce <a href="#">B-0049</a> , révisée <a href="#">B-0180</a> , déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0048, révisée B-0179) <b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-9, document 9</u></b> (Pièce <a href="#">B-0058</a> , déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0057) <b><u>Informations caviardées des pièces Énergir-12, documents 2, 4, 6 et 14</u></b> (Pièces <a href="#">B-0067</a> , <a href="#">B-0070</a> ,	Pièce <a href="#">B-0016</a>	10 ans

<p><a href="#">B-0073</a>, <a href="#">B-0082</a>, déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0066, B-0069, B-0072 et B-0081)</p> <p><b><u>Pièce Énergir-12, document 3</u></b> (Pièce B-0068)</p> <p><b><u>Informations caviardées des réponses 1.1 à 1.4 de la pièce Énergir-40, document 3</u></b> (Pièce <a href="#">B-0188</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0187)</p>		
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-15, document 1</u></b> (Pièce <a href="#">B-0093</a>, déposée sous pli confidentiel à la pièce B-0092)</p> <p><b><u>Pièce Énergir- 15, document 2</u></b> (Pièce B-0094)</p>	Pièce <a href="#">B-0015</a>	Durée indéterminée
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-20, document 1</u></b> (Pièce <a href="#">B-0102</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0101)</p> <p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-23, document 1</u></b> (Pièce <a href="#">B-0106</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0105)</p> <p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-24, document 1</u></b> (Pièce <a href="#">B-0108</a>, ,révisée <a href="#">B-0184</a>, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0107, révisée B-0183)</p> <p><b><u>Informations caviardées des pièces Énergir-26, document 1 à Énergir-30, document 1</u></b> (Pièces <a href="#">B-0112</a>, <a href="#">B-0114</a>, <a href="#">B-0116</a>, <a href="#">B-0118</a>, <a href="#">B-0120</a>, déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0111, B-0113, B-0115, B-0117, B-0119)</p> <p><b><u>Informations caviardées des pièces Énergir-33, document 1 à Énergir-39, document 1</u></b> (Pièces <a href="#">B-0125</a>, <a href="#">B-0127</a>, <a href="#">B-0129</a>, <a href="#">B-0131</a>, <a href="#">B-0133</a>, <a href="#">B-0135</a>, <a href="#">B-0137</a>, déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0124, B-0126, B-0128, B-0130, B-0132, B-0134, B-0136)</p>	Pièce <a href="#">B-0012</a>	Jusqu'à ce que les projets visés soient complétés
<p><b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-25, document 1</u></b> (Pièce <a href="#">B-0110</a>, révisée <a href="#">B-0168</a>,</p>	Pièce <a href="#">B-0011</a>	10 ans

déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0109, révisée B-0167)		
<b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-31, document 1</u></b> (Pièce <a href="#">B-0122</a> , déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0121)	Pièce <a href="#">B-0011</a>	Jusqu'à la finalisation du projet
<b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-40, document 2 : réponse à la question 2.5</u></b> (Pièce <a href="#">B-0186</a> , révisée <a href="#">B-0192</a> et <a href="#">B-0197</a> , déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0185, révisée B-0191 et B-0198)  <b><u>Informations caviardées des lignes 53 et 54 de la page 7 de la pièce Énergir-9, document 2</u></b> (Pièce <a href="#">B-0049</a> , révisée <a href="#">B-0180</a> , déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0048, révisée B-0179)	Pièce <a href="#">B-0174</a>	Durée indéterminée
<b><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-40, document 2, réponse à la question 14.1</u></b> (Pièce <a href="#">B-0186</a> , révisée <a href="#">B-0192</a> et <a href="#">B-0197</a> , déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0185, révisée B-0191 et B-0198)	Pièce <a href="#">B-0175</a>	Durée indéterminée
<b><u>Pièces Énergir-41, document 1 à Énergir-51, document 1</u></b> (Pièces B-0138 à B-0148)	Pièce <a href="#">B-0210</a>	10 ans

[219] Après examen des motifs énoncés aux déclarations sous serment de la deuxième colonne du tableau ci-dessus, la Régie juge que les motifs invoqués par Énergir justifient l'émission des ordonnances demandées à l'égard des pièces et des informations identifiées à la première colonne du tableau.

[220] La Régie accueille donc les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel d'Énergir relatives à ces pièces et ces informations et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion, pour les périodes précisées à la troisième colonne du tableau.

[221] Vu ce qui précède,

## La Régie de l'énergie :

**ACCUEILLE PARTIELLEMENT** la demande d'Énergir;

**PREND ACTE** du fait que, conformément à la décision D-2017-135<sup>203</sup> :

- les associés et la clientèle d'Énergir se partageront le trop-perçu de 2,6 M\$ relié au service de distribution,
- un manque à gagner de 35,6 M\$ relié au service de transport sera assumé par la clientèle,
- un manque à gagner de 3,2 M\$ relié au service d'équilibrage sera assumé par la clientèle,
- un trop-perçu de 0,84 M\$ relié aux services de fourniture et de SPEDE sera remboursé à la clientèle;

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

**PREND ACTE** des résultats du PGEÉ 2019-2020;

**PREND ACTE** du fait qu'Énergir a droit à une bonification de 0,14 M\$ reliée aux transactions d'optimisation financières et à l'optimisation de son plan d'approvisionnement;

**AUTORISE** Énergir à mettre fin aux suivis énoncés ci-après :

- suivi de la formation donnée à une clientèle externe par l'ÉGT exigé par la décision D-2017-096<sup>204</sup>,
- suivi portant sur les écarts entre les montants versés aux PRC et PRRC constatés au rapport annuel et ceux prévus à la cause tarifaire exigé par la décision D-2017-073,

---

<sup>203</sup> Dossier R-4018-2017, décision [D-2017-135](#).

<sup>204</sup> Dossier R-4002-2017, décision [D-2017-096](#).

- suivi portant sur le tableau des statistiques sur les participants au PGEÉ ayant reçu des aides financières exigé par la décision D-2018-096,
- suivi relatif au projet d'extension de réseau dans le parc industriel de Beauharnois,
- suivi relatif au projet visant l'aménagement du site extérieur de formation de l'École de technologie gazière de Boucherville,
- suivi au projet de reconstruction de la conduite du pont Trudel,
- suivi relatif au projet d'extension de réseau à Saint-Marc-des-Carières,
- suivi relatif au projet de mise en place d'une solution informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle,
- suivi relatif au projet de relocalisation d'une conduite de gaz naturel à Sainte-Anne-de-Bellevue;

**APPROUVE** la formule d'établissement du prix d'achat/vente des gaz d'évaporation issus des quais de chargement 1 et 2 de l'usine LSR;

**APPROUVE** en vertu de l'article 81 de la Loi, le *Contrat cadre d'achat-vente de gaz naturel d'évaporation amendé et mis à jour* intervenu entre Énergir et Gaz Métro GNL, s.e.c.;

**APPROUVE** en vertu de l'article 81 de la Loi, les transactions en matière d'approvisionnement gazier conclues avec des sociétés apparentées, telles que présentées à la pièce [B-0073](#) (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0072), dont la transaction d'achat ou d'optimisation de capacités d'entreposage conclue auprès d'Enbridge Gas Inc.;

**ACCUEILLE** les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel des pièces et informations indiquées à la première colonne du tableau 8 de la présente décision et **INTERDIT** leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour les durées spécifiées à la troisième colonne du même tableau;

**ORDONNE** à Énergir de se conformer à tous les autres éléments décisionnels énoncés dans la présente décision.

Louise Rozon  
Régisseur

Simon Turmel  
Régisseur

François Émond  
Régisseur

# ANNEXE 1

**Annexe 1 (1 page)**

**L. R.**

**S. T.**

**F. É.**

## LISTE DES ACRONYMES

CASEP	Compte d'aide à la substitution d'énergie plus polluante
CASS	Compte d'aide au soutien social
CFR	compte de frais reportés
CRM	Customer relationship management
DDR	demande de renseignements
EDA	Eastern Delivery Area
ÉTG	École de technologie gazière
FGC	Frais généraux corporatifs
FTSH	Firm Transportation Short Haul
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
MRC	Municipalités régionales de comté
PCGN	partenaires certifiés gaz naturel
PGEÉ	Plan global en efficacité énergétique
PRC	Programme de rabais à la consommation
PRE-RH	Planification des ressources de l'entreprise – ressources humaines
PRRC	programme de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation
SH	Short Haul
SPEDE	système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission
SRB	service rapide par bus
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TRI	Taux de rendement interne