

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2018-158

R-4018-2017

6 novembre 2018

Phase 2

---

## PRÉSENTS :

Simon Turmel  
Louise Rozon  
Françoise Gagnon  
Régisseurs

---

**Énergir, s.e.c.**  
Demanderesse

et

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

---

## Décision sur le fond

*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir, s.e.c., à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2018*



**Intervenants :**

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

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

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

**Option consommateurs (OC);**

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

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

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

## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>LISTE DES ACRONYMES .....</b>	<b>8</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX .....</b>	<b>10</b>
<b>LISTE DES DÉCISIONS .....</b>	<b>12</b>
<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>15</b>
1.1 Demande .....	15
<b>2. PROCESSUS DE CONSULTATION RÉGLEMENTAIRE .....</b>	<b>17</b>
<b>3. MÉTHODES COMPTABLES RÉGLEMENTAIRES .....</b>	<b>19</b>
3.1 Projets informatiques de type infonuagique .....	19
3.2 Avantages sociaux futurs .....	21
<b>4. APPROVISIONNEMENT GAZIER .....</b>	<b>24</b>
4.1 Plan d’approvisionnement gazier 2019-2022 .....	24
4.2 Prévision de la demande .....	28
4.3 Accroissement de la capacité du site d’emmagasiner de Pointe-du-Lac .....	29
4.4 Contrat d’entreposage conclu à compter du 1 <sup>er</sup> avril 2018 .....	36
4.5 Suivi de la décision D-2017-094 relative aux capacités d’entreposage optimales à Dawn .....	39
4.6 Remplacement des capacités d’entreposage pour 2019 .....	43
4.7 Outil de maintien de la fiabilité .....	46
4.8 Marge excédentaire de capacités de transport .....	47
4.9 Incitatif à la performance sur les transactions financières visant l’optimisation des outils d’approvisionnement .....	50
4.10 Suivis des décisions D-2015-181 et D-2016-191 .....	53
<b>5. FONCTIONNALISATION DES COÛTS LIÉS AU PLAN D’APPROVISIONNEMENT GAZIER 2019-2022 .....</b>	<b>59</b>
5.1 Fonctionnalisation des coûts par outil d’approvisionnement .....	59
5.2 Fonctionnalisation du coût d’achat du gaz naturel renouvelable par service .....	61

<b>6.</b>	<b>REVENU REQUIS .....</b>	<b>63</b>
6.1	Revenu requis et ajustement tarifaire.....	65
<b>7.</b>	<b>DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION.....</b>	<b>68</b>
7.1	Charges d'exploitation.....	69
7.2	Amortissement des immobilisations.....	75
7.3	Amortissement des actifs intangibles et des comptes de frais reportés .....	75
7.4	Impôts fonciers et autres.....	76
7.5	Coûts marginaux de prestation de services long terme.....	76
<b>8.</b>	<b>DÉVELOPPEMENT DES VENTES .....</b>	<b>78</b>
8.1	Programme de flexibilité tarifaire.....	78
8.2	Plan de développement des ventes 2018-2019 .....	79
8.3	Programmes commerciaux .....	80
<b>9.</b>	<b>INVESTISSEMENTS.....</b>	<b>83</b>
9.1	Stratégie de gestion des actifs.....	83
9.2	Planification des investissements à l'horizon 2023 .....	85
9.3	Projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 1,5 M\$....	86
<b>10.</b>	<b>BASE DE TARIFICATION .....</b>	<b>87</b>
10.1	Additions à la base de tarification.....	87
10.2	Base de tarification .....	89
10.3	Coûts non amortis .....	90
10.4	Passif au titre des prestations définies, net des comptes de frais reportés .....	93
<b>11.</b>	<b>STRATÉGIE FINANCIÈRE.....</b>	<b>95</b>
11.1	Structure de capital .....	95
11.2	Coût moyen pondéré du capital .....	95
11.3	Coût en capital prospectif .....	95

<b>12.</b>	<b>PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....</b>	<b>96</b>
12.1	Offre en efficacité énergétique et budget.....	96
12.2	Suivis liés au Plan global en efficacité énergétique.....	99
12.3	Étude des coûts évités.....	101
<b>13.</b>	<b>AUTRES PROGRAMMES D'AIDE .....</b>	<b>104</b>
13.1	Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes.....	104
13.2	Compte d'aide au soutien social .....	107
<b>14.</b>	<b>INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE ET CONDITIONS D'ACCÈS AU TROP-PERÇU DU SERVICE DE DISTRIBUTION.....</b>	<b>109</b>
<b>15.</b>	<b>STRATÉGIE ET GRILLES TARIFAIRES .....</b>	<b>110</b>
15.1	Récupération des coûts reliés à la marge excédentaire.....	110
15.2	Harmonisation des prix des zones Nord et Sud .....	113
15.3	Tarifs du service de transport.....	113
15.4	Tarif du service d'équilibrage.....	114
15.5	Tarif au point de réception de Saint-Hyacinthe .....	115
15.6	Stratégie tarifaire pour l'établissement des tarifs de distribution .....	117
15.7	Suivi de la décision D-2008-140 .....	118
<b>16.</b>	<b>DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL.....</b>	<b>120</b>
16.1	Renseignements caviardés contenus à la pièce B-0072 .....	120
16.2	Renseignements caviardés des pièces B-0065 et B-0080 .....	121
16.3	Renseignements caviardés de la pièce B-0112 .....	121
16.4	Renseignements caviardés du tableau 7 de la pièce B-0218.....	122
16.5	Renseignements caviardés de la pièce B-0039 .....	123
16.6	Renseignements caviardés de la pièce B-0127 .....	124
16.7	Renseignements caviardés de la pièce B-0084 .....	125
16.8	Réponses aux demandes de renseignements.....	125

---

<b>17. CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF.....</b>	<b>126</b>
17.1 Chapitre 8. Dépôt.....	127
17.2 Chapitre 12. Transport.....	132
17.3 Chapitre 13. Équilibrage.....	133
17.4 Chapitre 15. distribution.....	134
17.5 Chapitre 18. Entrée en vigueur et dispositions transitoires.....	134
<b>18. AJUSTEMENT FINAL DES TARIFS .....</b>	<b>135</b>
<b>DISPOSITIF .....</b>	<b>135</b>

## LISTE DES ACRONYMES

ASF	avantages sociaux futurs
CASEP	compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes
CASS	compte d'aide au soutien social
CFR	compte de frais reportés
CMPSLT	coûts marginaux de prestation de services long terme
CRM	Customer Relationship Management
CST	Conditions de service et Tarif (CST)
FASB	Financial Accounting Standards Board
FGE	frais généraux entrepreneurs
FTLH	Firm Transportation Long Haul
FTSH	Firm Transportation Short Haul
GES	gaz à effet de serre
GJ	gigajoule
GM GNL	Gaz Métro GNL
GMIT EDA	ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison GMIT EDA (« Eastern Delivery Area ») de TCPL
GNL	gaz naturel liquéfié
GNR	gaz naturel renouvelable
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
NAESB	North American Energy Standards Board
OMA	obligation minimale annuelle
PCGN	partenaire certifié en gaz naturel
PCGR	principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PCMR	potentiel commercial maximum réalisable
PCR	processus de consultation réglementaire
PGEÉ	plan global en efficacité énergétique
PRI	période de retour sur l'investissement
PRC	programme de rabais à la consommation
PRRC	programme de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation
PTÉ	potentiel technico-économique
SH	Short Haul



---

SPEDE	système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre
Union Gas	Union Gas Limited
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TRI	taux de rendement interne

## LISTE DES TABLEAUX

<b>TABLEAU 1</b>	<b>DEMANDE AVANT INTERRUPTIONS (SCÉNARIO DE BASE).....</b>	<b>24</b>
<b>TABLEAU 2</b>	<b>CARACTÉRISTIQUES DU SITE D'ENTREPOSAGE DE POINTE-DU-LAC .....</b>	<b>30</b>
<b>TABLEAU 3</b>	<b>ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS POUR LA PÉRIODE 2017-2019 .....</b>	<b>64</b>
<b>TABLEAU 4</b>	<b>ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS PAR SERVICE POUR LA PÉRIODE 2017-2019 .....</b>	<b>65</b>
<b>TABLEAU 5</b>	<b>AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2018-2019 POUR LE SERVICE DE DISTRIBUTION .....</b>	<b>66</b>
<b>TABLEAU 6</b>	<b>AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2018-2019 POUR LE SERVICE DE TRANSPORT .....</b>	<b>67</b>
<b>TABLEAU 7</b>	<b>AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2018-2019 POUR LE SERVICE D'ÉQUILIBRAGE.....</b>	<b>67</b>
<b>TABLEAU 8</b>	<b>ÉVOLUTION DES DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION POUR LA PÉRIODE 2017-2019 ....</b>	<b>69</b>
<b>TABLEAU 9</b>	<b>ÉVOLUTION DES CHARGES D'EXPLOITATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION POUR LA PÉRIODE 2017-2019 .....</b>	<b>70</b>
<b>TABLEAU 10</b>	<b>COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICES LONG TERME EXTENSION DE RÉSEAU .....</b>	<b>77</b>
<b>TABLEAU 11</b>	<b>COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICES LONG TERME AJOUTS DE CHARGE .....</b>	<b>78</b>
<b>TABLEAU 12</b>	<b>STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS - COÛTS D'INVESTISSEMENTS ANTICIPÉS POUR LA PÉRIODE 2018-2023 .....</b>	<b>84</b>
<b>TABLEAU 13</b>	<b>SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS À L'HORIZON 2023.....</b>	<b>86</b>
<b>TABLEAU 14</b>	<b>ÉVOLUTION DES ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR LA PÉRIODE 2017-2019 .....</b>	<b>87</b>

---

<b>TABLEAU 15</b>	<b>ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION EN IMMOBILISATIONS CORPORELLES POUR LA PÉRIODE 2017-2019 .....</b>	<b>88</b>
<b>TABLEAU 16</b>	<b>ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION POUR LA PÉRIODE 2017-2019 .....</b>	<b>90</b>
<b>TABLEAU 17</b>	<b>RÉPARTITION DES VOLUMES ET DES REVENUS DE DISTRIBUTION DE L'ENSEMBLE DE LA CLIENTÈLE (EXCLUANT LE GAZ D'APPOINT) PAR CATÉGORIE TARIFAIRE .....</b>	<b>111</b>

## LISTE DES DÉCISIONS

<b>Décision</b>	<b>Dossier</b>	<b>Nom du dossier</b>
<a href="#">D-2008-140</a>	R-3662-2008 Phase 2	Demande de modifier les tarifs de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2008.
<a href="#">D-2009-156</a>	R-3690-2009	Demande de modifier les tarifs de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2009
<a href="#">D-2010-057</a>	R-3727-2010	Demande relative à l'approbation d'une méthode de calcul des coûts facturés pour l'utilisation de l'usine LSR dans le cadre de l'activité de vente de GNL
<a href="#">D-2010-144</a>	R-3720-2010 Phase 2	Demande de modifier les tarifs de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2010
<a href="#">D-2011-030</a>	R-3751-2010	Demande d'aménagements des modalités de mise en œuvre du modèle retenu par la Régie de l'énergie dans sa décision D-2010-144 à l'égard de l'activité de vente GNL
<a href="#">D-2011-108</a>	R-3732-2010	Demande pour autoriser la création d'un tarif de réception de gaz naturel produit sur le territoire de Gaz Métro, pour énoncer les principes généraux pour la détermination et l'application d'un tel tarif, pour approuver des méthodes d'établissement et la fixation de certains taux.
<a href="#">D-2011-164</a>	R-3752-2011	Demande de modifier les tarifs de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2011
<a href="#">D-2011-182</a>	R-3752-2011 Phase 2	Demande de modifier les tarifs de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2011
<a href="#">D-2012-171</a>	R-3800-2012	Demande d'autorisation relative à un investissement à l'usine LSR et à un ajustement aux modalités de l'activité de ventes de GNL.
<a href="#">D-2013-054</a>	R-3809-2012 Phase 1	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2012
<a href="#">D-2013-106</a>	R-3809-2012 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2012
<a href="#">D-2013-115</a>	R-3809-2012 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2012
<a href="#">D-2013-187</a>	R-3837-2013 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2013
<a href="#">D-2014-032</a>	R-3837-2013 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2013

<b>Décision</b>	<b>Dossier</b>	<b>Nom du dossier</b>
<a href="#">D-2014-077</a>	R-3837-2013 Phase 3	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2013
<a href="#">D-2014-149</a>	R-3899-2014	Demande d'autorisation visant la modernisation de la solution TI pour l'approvisionnement gazier
<a href="#">D-2015-012</a>	R-3879-2014 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de 1er octobre 2014
<a href="#">D-2015-181</a>	R-3879-2014 Phases 3 et 4	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2014
<a href="#">D-2015-107</a>	R-3909-2014	Demande de Société en commandite Gaz Métro relative à un projet d'investissement pour le raccordement de la ville de Saint-Hyacinthe à des fins d'injection et à l'établissement de certains taux
<a href="#">D-2015-207</a>	R-3942-2015	Demande d'autorisation pour réaliser un projet d'investissement visant la modernisation de la solution informatique pour la gestion des approvisionnements gaziers
<a href="#">D-2015-212</a>	R-3940-2015	Demande de modifications comptables réglementaires relatives au passage aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis
<a href="#">D-2016-111</a>	R-3951-2015	Demande d'examen du rapport annuel de Société en commandite Gaz Métro pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2015
<a href="#">D-2016-156</a>	R-3970-2016	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2016
<a href="#">D-2016-191</a>	R-3970-2016	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2016
<a href="#">D-2017-003</a>	R-3970-2016	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2016
<a href="#">D-2017-014</a>	R-3987-2016 Phase 1	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2017
<a href="#">D-2017-014</a> <a href="#">Motifs</a>	R-3987-2016 Phase 1	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2017
<a href="#">D-2017-094</a>	R-3987-2016 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1er octobre 2017
<a href="#">D-2017-125</a>	R-4009-2017	Demande relative aux modifications de conventions comptables ASC 715, Compensation-Retirement Benefits et pour la création de comptes d'écarts

---

<b>Décision</b>	<b>Dossier</b>	<b>Nom du dossier</b>
<a href="#">D-2017-135</a>	R-4018-2017	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir à compter du 1er octobre 2018
<a href="#">D-2017-144</a>	R-4014-2017	Demande d'autorisation d'un projet d'investissement visant la mise en place d'une solution informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle
<a href="#">D-2018-006</a>	R-4008-2017	Demande concernant la mise en place de mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable
<a href="#">D-2018-039</a>	R-4018-2017 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir à compter du 1er octobre 2018
<a href="#">D-2018-049</a>	R-4018-2017 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir à compter du 1er octobre 2018
<a href="#">D-2018-061</a>	R-3867-2013 Phase 3	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro
<a href="#">D-2018-062</a>	R-4018-2017 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir à compter du 1er octobre 2018
<a href="#">D-2018-066</a>	R-4018-2017 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir à compter du 1er octobre 2018
<a href="#">D-2018-080</a>	R-3867-2013 Phase 3	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro
<a href="#">D-20108-096</a>	R-4024-2018	Demande d'examen du rapport annuel d'Énergir, s.e.c pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2017
<a href="#">D-2018-117</a>	R-4024-2017	Demande d'examen du rapport annuel d'Énergir, s.e.c pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2017
<a href="#">D-2018-135</a>	R-4018-2017 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir à compter du 1er octobre 2018

## 1. INTRODUCTION

### 1.1 DEMANDE

[1] Le 1<sup>er</sup> novembre 2017, Énergir, s.e.c., (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation de son plan d'approvisionnement et de modification des *Conditions de service et Tarif* à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2018. Cette demande est réamendée à quelques reprises, l'avant-dernière étant la 11<sup>e</sup> demande réamendée déposée le 23 août 2018 (la Demande)<sup>1</sup>. La Demande est présentée en vertu des articles 31 (1), (2) et (2.1), 32, 34 (2), 48, 49, 52, 72, 73, 74 et 81 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (la Loi).

[2] Les 5 et 30 avril 2018, la Régie rend ses décisions procédurales D-2018-039 et D-2018-049, portant sur le déroulement de la phase 2 du présent dossier, les sujets d'examen ainsi que les budgets de participation.

[3] Le 28 mai 2018, Énergir dépose ses réponses aux demandes de renseignements (DDR) n° 1 de la Régie et des intervenants.

[4] Les 31 mai et 11 juin 2018, la Régie rend sa décision procédurale D-2018-062 et sa décision D-2018-066 portant sur les contestations de certaines réponses d'Énergir aux DDR de la FCEI et de SÉ-AQLPA.

[5] Le 7 juin 2018, Énergir tient une séance de travail avec le personnel de la Régie et les intervenants, en suivi de la décision D-2018-062.

[6] Le 28 juin 2018, la Régie tient une rencontre préparatoire sur la proposition d'Énergir quant au traitement réglementaire du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ). Le même jour, la Régie se prononce sur le premier élément de cette proposition et cesse l'examen de la preuve relative au PGEÉ produite au présent dossier, à l'exception de celle déposée en réponse aux suivis de décisions rendues dans des dossiers antérieurs ou de rapports administratifs de la Régie<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Pièce [B-0263](#).

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

<sup>3</sup> Pièce [A-0028](#).

[7] Le 9 juillet 2018, Énergir dépose ses réponses aux DDR n° 2 de la Régie et des intervenants, à la DDR n° 3 de la Régie, sous pli confidentiel, ainsi qu'à la DDR n° 3 de SÉ-AQLPA.

[8] Entre les 11 et 17 juillet 2018, les intervenants déposent leurs mémoires. OC informe la Régie qu'elle met fin à son intervention.

[9] Le 31 juillet 2018, Énergir dépose ses réponses à la DDR n° 4 de la Régie et ses réponses révisées à la DDR n° 1 amendée de la FCEI.

[10] Les 10 et 15 août 2018 respectivement, la FCEI dépose un mémoire amendé et le ROEE dépose un complément de preuve.

[11] Le 22 août 2018, Énergir dépose ses réponses à la DDR n° 5 de la Régie.

[12] À compter du 27 août 2018, la Régie tient quatre jours d'audience, au terme desquels elle entame son délibéré en ce qui a trait aux conclusions formulées dans la Demande, à l'exception de celles liées aux capacités de transport à soumissionner auprès de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) et des caractéristiques des contrats qui en découleront.

[13] Le 28 septembre 2018, la Régie rend sa décision D-2018-135 portant sur le calendrier d'examen des conclusions recherchées liées aux capacités de transport à soumissionner auprès de TCPL, sur le tarif de réception de la Ville de Saint-Hyacinthe pour l'année 2017-2018 et sur les tarifs provisoires à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2018.

[14] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les éléments restants de la proposition d'Énergir quant au traitement réglementaire du PGEÉ pour l'année 2018-2019 ainsi que sur les conclusions formulées dans la Demande, à l'exception de celles liées aux capacités de transport à soumissionner auprès de TCPL. Ces conclusions portent sur les sujets d'examen suivants :

- Processus de consultation réglementaire;
- méthodes comptables réglementaires;
- plan d'approvisionnement gazier 2019-2022 et fonctionnalisation des coûts;
- développement des ventes et programmes de subvention;



- investissements et base de tarification;
- stratégie financière;
- coûts de service et du revenu additionnel requis;
- indices de qualité de service et conditions d'accès au trop-perçu du service de distribution;
- récupération des coûts reliés à la marge excédentaire;
- établissement des tarifs de distribution, de transport, d'équilibrage et du point de réception de Saint-Hyacinthe;
- modifications aux Conditions de service et Tarif;
- confidentialité de certains éléments de preuve.

[15] Le 2 novembre 2018, en suivi de la décision D-2018-080, Énergir dépose une 12<sup>e</sup> demande réamendée visant l'approbation d'un taux de frais généraux entrepreneurs (FGE) de 24,01 % à appliquer au montant des « Services entrepreneurs » de chaque projet pour l'année tarifaire 2018-2019<sup>4</sup>.

[16] La Régie se prononcera ultérieurement sur cette demande d'Énergir d'approuver le taux FGE à appliquer pour l'année 2018-2019.

## 2. PROCESSUS DE CONSULTATION RÉGLEMENTAIRE

[17] En suivi des décisions D-2016-191<sup>5</sup> et D-2017-094<sup>6</sup> autorisant la tenue des séances de travail trimestrielles aux fins de consultation réglementaire, Énergir présente le bilan du projet pilote du Processus de consultation réglementaire.

[18] De février 2017 à février 2018, Énergir a tenu cinq séances de consultation réglementaire et près de 62 000 \$ ont été versés aux intervenants à titre de remboursement de frais<sup>7</sup>.

---

<sup>4</sup> Pièces [B-0291](#) et [B-0292](#).

<sup>5</sup> [Page 20](#), par. 52.

<sup>6</sup> [Page 24](#), par. 35.

<sup>7</sup> Pièce [B-0033](#), p. 5.

[19] Parmi les avantages soulevés, Énergir retient des échanges constructifs permettant une meilleure compréhension des enjeux et du contexte, des interventions mieux ciblées, une priorisation des enjeux et un allègement réglementaire. Elle souhaite une reconduction du Processus de consultation réglementaire pour une durée de trois ans, mais propose cependant les deux modifications suivantes, lesquelles sont ajustées en cours d'audience pour tenir compte des commentaires des intervenants :

- communiquer, sous pli confidentiel à la Régie, l'ordre du jour de chacune des rencontres afin de l'informer des sujets traités;
- transmettre un formulaire de positionnement visant à recueillir les positions des intervenants, ces derniers pouvant :
  - répondre après la séance de consultation dans un délai de deux semaines,
  - indiquer ou non leur position,
  - inscrire des commentaires, préoccupations ou suggestions,
  - autoriser ou non la divulgation du positionnement global à la Régie.

[20] Les intervenants sont assez satisfaits de la proposition d'Énergir, même si certains considèrent qu'elle est perfectible. SÉ-AQLPA fait état de ses préoccupations quant au formulaire de positionnement et à la transmission du positionnement global à la Régie. Le GRAME partage la préoccupation de SÉ-AQLPA quant à la transmission du positionnement global à la Régie, évoquant le risque d'une mauvaise interprétation du positionnement global des intervenants.

**[21] La Régie prend acte du bilan du projet pilote du PCR déposé par Énergir et s'en déclare satisfaite.**

[22] Étant donné le bilan positif tracé tant par Énergir que par les intervenants et considérant les modifications aux modalités d'application, **la Régie autorise, jusqu'au 30 septembre 2021, la tenue des séances de travail trimestrielles dans le cadre du Processus de consultation réglementaire.**

**[23] De plus, la Régie accepte que l'ordre du jour de chacune des rencontres lui soit communiqué par voie administrative, sous pli confidentiel. Elle accepte également la proposition de transmission d'un formulaire de positionnement<sup>8</sup>. La**

---

<sup>8</sup> Pièce [B-0269](#), p. 3.

Régie est d'avis que le délai accordé aux participants pour compléter le formulaire est raisonnable. Elle note également que la transmission du positionnement global est conditionnelle à un accord unanime des participants.

[24] **Par ailleurs, la Régie n'autorise pas l'utilisation du Processus de consultation réglementaire pour discuter d'un enjeu en cours d'examen dans un dossier, tel que proposé par Énergir en réponse à une DDR<sup>9</sup>.** Si une rencontre s'avère nécessaire pour un sujet en cours d'examen dans un dossier, cette dernière devra prendre la forme d'une séance de travail, avec le personnel de la Régie et les intervenants.

[25] À cet égard, afin de maintenir la confiance du public envers l'impartialité du processus réglementaire, la Régie réitère sa position dans la décision D-2016-191<sup>10</sup> selon laquelle la présence de son personnel aux séances de travail tenues dans le cadre du Processus de consultation réglementaire n'est pas souhaitable.

### 3. MÉTHODES COMPTABLES RÉGLEMENTAIRES

#### 3.1 PROJETS INFORMATIQUES DE TYPE INFONUAGIQUE

[26] En suivi de la décision D-2017-144<sup>11</sup>, Énergir demande à la Régie l'autorisation d'intégrer à la base de tarification les coûts initiaux de configuration et de personnalisation du projet visant la mise en place d'une solution informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle (projet CRM)<sup>12</sup>, ainsi que leur amortissement sur une période de 10 ans.

[27] Le Distributeur demande également à la Régie d'autoriser, de manière générique, l'intégration des coûts initiaux de configuration et de personnalisation à la base de tarification de tout futur projet informatique infonuagique et leur amortissement sur une période de cinq ans, sauf dans les cas où la Régie autoriserait une période différente.

---

<sup>9</sup> Pièce [B-0160](#).

<sup>10</sup> [Page 19](#), par. 49.

<sup>11</sup> [Page 18](#), par. 64.

<sup>12</sup> La solution informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle est connue sous le nom de projet CRM (*Customer Relationship Management*).

[28] Selon Énergir, le traitement des coûts initiaux de configuration et de personnalisation diffère actuellement s'ils sont encourus pour modifier les logiciels déjà détenus par l'utilisateur, afin de les rendre compatibles avec la nouvelle solution, ou pour personnaliser ou configurer le logiciel en tant que service, aussi nommé *Software as a Service* (SaaS).

[29] Le Distributeur indique que dans le cas où il possède les logiciels, les coûts encourus initialement dans le but d'assurer une compatibilité des logiciels détenus avec la nouvelle solution peuvent être capitalisés et, par la suite, amortis. Pour le logiciel SaaS, l'utilisateur n'acquiert pas les licences lui donnant le droit d'utiliser le logiciel, contrairement aux logiciels traditionnels. Il se voit plutôt facturer annuellement des coûts d'hébergement et d'abonnement.

[30] Dans ce cas, les normes comptables actuelles ne permettent pas la capitalisation et l'amortissement des coûts encourus initialement afin de personnaliser ou de configurer le logiciel SaaS pour répondre aux besoins de l'utilisateur, puisqu'ils représentent des améliorations à un actif qui n'appartient pas à l'utilisateur.

[31] Énergir soumet que le fait de ne pas capitaliser ni amortir ces coûts sur la durée de vie utile de la solution informatique représente un enjeu pour les entreprises réglementées. Le fardeau financier est ainsi assumé par la clientèle actuelle alors que la clientèle future, bien que bénéficiant de la solution, n'aura pas à en supporter les coûts.

[32] Par ailleurs, le Distributeur indique que le *Financial Accounting Standards Board* (FASB) a publié récemment un exposé-sondage qui propose la capitalisation des coûts de configuration et de personnalisation d'un logiciel SaaS, ainsi que l'amortissement sur la durée du contrat de service de la solution infonuagique.

[33] Énergir soumet que la position du FASB rejoint la sienne, soit que ces coûts sont liés à des avantages économiques futurs du contrat de service et qu'ils devraient être capitalisés.

[34] Le Distributeur estime l'impact tarifaire marginal de sa proposition à 0,27 M\$ sur 10 ans.

[35] L'ACIG recommande d'accepter les deux propositions d'Énergir, considérant les bénéfices pour la clientèle. SÉ-AQLPA appuie la demande du Distributeur en ce qui a

trait à l'intégration des coûts initiaux de configuration et de personnalisation du projet CRM.

### *Opinion de la Régie*

[36] La Régie note la position du FASB énoncée dans l'exposé-sondage selon laquelle les coûts initiaux de configuration et de personnalisation sont liés à des avantages économiques futurs du contrat de service et devraient être capitalisés.

[37] Elle note que la proposition d'Énergir permet de comptabiliser les coûts de configuration et de personnalisation d'une manière qui exprime la réalité économique qui les sous-tend.

[38] En ce qui a trait à l'amortissement du projet CRM, la Régie juge que la durée de 10 ans proposée par Énergir est raisonnable dans les circonstances, tout en respectant l'esprit de l'exposé-sondage.

**[39] Considérant ce qui précède, la Régie autorise l'intégration à la base de tarification, et leur amortissement sur une période de 10 ans, de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation spécifique au projet CRM.**

**[40] Concernant les autres projets informatiques infonuagiques, la Régie autorise, à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2018, l'intégration à la base de tarification de tous les coûts initiaux de configuration et de personnalisation et leur amortissement sur une période de cinq ans, sauf dans les cas où la Régie aura autorisé une période d'amortissement différente.**

## **3.2 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS**

[41] Selon le traitement comptable réglementaire actuel, le coût des avantages sociaux futurs (ASF) pris en compte aux fins de la fixation des tarifs est établi conformément à la norme ASC 715 *Compensation - Retirement Benefits*, tel qu'approuvé par la Régie par sa décision D-2015-212<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> [Page 18](#), par. 54.

[42] En mars 2017, le FASB a publié la mise à jour ASU 2017-07 *Accounting Standards Update, Compensation – Retirement Benefits (Topic 715) : Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*, relative à la norme ASC 715.

[43] Conséquemment, Énergir demande à la Régie de permettre l'harmonisation, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2018, du traitement réglementaire de la charge relative aux autres composantes du coût des ASF avec le traitement requis, en vertu des principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis.

[44] Selon Énergir, les nouvelles directives publiées par le FASB exigent que seule la composante « coût des services rendus » soit présentée aux dépenses d'exploitation. Les autres composantes des ASF, soit le coût financier, le rendement attendu sur les actifs prévus du régime, les écarts actuariels et le coût des services passés, doivent désormais être présentées dans les dépenses autres que les dépenses d'exploitation. De plus, ces nouvelles directives permettent seulement la capitalisation de la composante « coût des services rendus ».

[45] Pour l'année 2018-2019, le Distributeur établit le coût des autres composantes des ASF à - 2,314 M\$, dont un montant de - 0,586 M\$ ne peut être capitalisé et intégré à la base de tarification selon la présente demande de modification du traitement comptable. Considérant la hausse qui découle du niveau de l'amortissement des immobilisations, du rendement et de l'impôt liés à la base de tarification, Énergir estime l'impact sur le coût de service à - 0,562 M\$<sup>14</sup>.

[46] Pour des fins de simplification, Énergir propose de continuer à présenter, sur le plan réglementaire, tous les coûts reliés aux ASF dans la rubrique des dépenses d'exploitation. Ainsi, dans le cadre des dossiers tarifaires et de rapports annuels, le coût des autres composantes du coût des ASF continuerait d'être regroupé au sein des dépenses d'exploitation au lieu d'être présenté à titre de frais financiers.

[47] Le Distributeur soumet que cette simplification n'entraînerait aucun écart entre les résultats statutaires et réglementaires puisqu'il ne s'agirait que d'une reclassification visant à faciliter l'analyse du coût de régimes de retraite par la Régie et les intervenants aux dossiers.

---

<sup>14</sup> Pièce [B-0050](#), annexe A.

[48] Dans sa décision D-2017-125 portant sur l'adoption des modifications liées à la norme ASC 715 par Hydro-Québec, dans ses activités de transport et de distribution, la Régie se prononçait comme suit :

*« [32] Ainsi, la Régie est d'avis qu'une présentation distincte pour les autres composantes des ASF permet d'améliorer la qualité et la pertinence de l'information financière, notamment aux fins de l'analyse des charges d'exploitation. De plus, en vertu des modifications de l'ASC 715, les autres composantes des ASF étant dorénavant liées aux activités de financement et d'investissement, il apparaît logique qu'elles ne soient plus considérées dans l'établissement du coût d'un actif.*

*[33] Conséquemment, pour les avantages sociaux futurs, la Régie juge qu'il est pertinent de maintenir la compatibilité des méthodes comptables utilisées pour la fixation des tarifs avec les conventions comptables reconnues.*

*[34] La Régie approuve l'application des modifications à l'ASC 715 aux fins réglementaires, soit la présentation des autres composantes des ASF hors des charges d'exploitation ainsi que la non capitalisation de ces éléments »<sup>15</sup>.*

[49] La Régie juge important d'assurer une cohérence de traitement réglementaire entre les assujettis lorsque le contexte le permet, ce qui est le cas pour la présente demande d'harmonisation d'Énergir.

**[50] Considérant que le traitement comptable réglementaire demandé par Énergir est le même que celui approuvé pour Hydro-Québec dans ses activités de transport et de distribution par la décision D-2017-125, la Régie autorise l'harmonisation, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2018, du traitement comptable réglementaire de la charge relative aux autres composantes du coût des ASF avec le traitement requis en vertu des PCGR des États-Unis.**

**[51] Considérant qu'une présentation distincte pour les autres composantes des ASF permet d'améliorer la qualité et la pertinence de l'information financière, notamment aux fins de l'analyse des charges d'exploitation, la Régie demande à Énergir de les présenter hors dépenses d'exploitation, sous une rubrique distincte du revenu requis.**

---

<sup>15</sup> [Page 11.](#)

## 4. APPROVISIONNEMENT GAZIER

### 4.1 PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER 2019-2022

[52] Tel que requis par le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*<sup>16</sup> (le Règlement), Énergir dépose son plan d'approvisionnement gazier 2019-2022 (le Plan d'approvisionnement) pour approbation par la Régie, en vertu de l'article 72 de la Loi. Elle demande également à la Régie d'approuver, en vertu de l'article 81 de la Loi, la modification au contrat de service d'emmagasiner au site de Pointe-du-Lac avec Intragaz, société apparentée.

[53] Le Plan d'approvisionnement présente la prévision de la demande de gaz naturel pour les années 2019 à 2022, établie selon la méthode d'évaluation de la demande continue en journée de pointe, ainsi que les outils d'approvisionnement requis pour satisfaire cette demande.

[54] En fonction des hypothèses économiques et énergétiques retenues et de la révision volumétrique 4/8 de l'année 2018, le Distributeur établit la prévision de la demande de la clientèle pour les quatre années du Plan d'approvisionnement comme suit :

**TABLEAU 1**  
**DEMANDE AVANT INTERRUPTIONS (SCÉNARIO DE BASE)**

Catégorie de clientèle (10 <sup>6</sup> M <sup>3</sup> )	2019	2020	2021	2022
Grandes entreprises	3 118,3	3 102,2	3 089,8	3 097,9
Petit et moyen débits	2 874,2	2 869,1	2 837,8	2 813,8
<b>TOTAL</b>	<b>5 992,5</b>	<b>5 971,3</b>	<b>5 927,7</b>	<b>5 911,7</b>

Source : Pièce [B-0218](#), p. 8, tableau 1. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[55] Afin de répondre aux besoins, Énergir doit détenir les outils d'approvisionnement nécessaires pour satisfaire la demande à la journée de pointe des clients au service continu, la demande annuelle des clients au service continu et, dans la mesure du possible,

<sup>16</sup> [RLRQ, c. R-6.01, r. 8.](#)



celle des clients au service interruptible. Les outils doivent être également suffisamment flexibles pour s'adapter aux fluctuations de la demande dues au climat et à l'économie.

[56] Pour l'année 2018-2019, Énergir évalue la demande prévue à la journée de pointe à 35 783 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour et le débit des approvisionnements existants à 35 292 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour. Considérant le déficit d'outils observé, Énergir a considéré un achat de capacité de transport de 491 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour l'hiver 2018-2019.

[57] Aux fins de la détermination de la stratégie d'approvisionnement à retenir pour la première année du Plan d'approvisionnement, Énergir présente une analyse de rentabilité en fonction de la structure retenue ainsi qu'un scénario alternatif. L'analyse consiste en une comparaison des coûts totaux d'approvisionnement pour les scénarios suivants<sup>17</sup> :

- achat d'une capacité de transport de 491 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour depuis Empress, du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 31 mars 2019, à un prix de 10,99 ¢/m<sup>3</sup>;
- achat d'une capacité de transport de 491 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour depuis Parkway à un prix de 8,87 ¢/m<sup>3</sup>, combinée à une capacité de 498 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Dawn et Parkway, du 1<sup>er</sup> novembre 2018 au 31 mars 2019, à un prix de 0,19 ¢/m<sup>3</sup>.

[58] Selon les résultats obtenus, Énergir évalue que la variation des coûts totaux d'approvisionnement entre les deux scénarios est de l'ordre de 0,845 M\$, soit 0,08 % des coûts totaux d'approvisionnement. Elle mentionne avoir retenu le premier scénario, en raison des coûts légèrement inférieurs générés par la stratégie d'achats en capacités *Firm Transportation Long Haul* (FTLH) Empress-GMIT EDA<sup>18</sup>, mais soutient néanmoins qu'en temps utile elle réévaluera les diverses options disponibles et retiendra la plus avantageuse pour la clientèle.

[59] Énergir soumet qu'au moment de l'élaboration du Plan d'approvisionnement, aucune capacité de transport additionnelle n'avait été contractée pour l'année 2018-2019. De plus, elle mentionne qu'elle ne prévoit pas effectuer de ventes *a priori* lors de l'année 2018-2019, puisque celle-ci est en déficit d'approvisionnement et qu'aucune vente de transport FTLH non utilisé n'est projetée sur l'horizon du Plan d'approvisionnement.

---

<sup>17</sup> Pièce [B-0218](#), p. 86 à 88.

<sup>18</sup> Pièce [B-0218](#), annexe 8.

[60] Énergir soumet également avoir intégré les approvisionnements découlant de l'impact potentiel de la refonte du service interruptible à compter de l'année 2020-2021, ainsi que l'impact sur les outils d'approvisionnement de la production et de la livraison en franchise de volumes de gaz naturel renouvelable (GNR).

[61] À partir du 1<sup>er</sup> décembre 2019, bien qu'Énergir prévoit faire appel à la nouvelle capacité d'entreposage rendue disponible à Pointe-du-Lac, une capacité additionnelle de 232 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour sera toutefois requise pour l'année 2019-2020<sup>19</sup>. Elle soumet qu'elle exposera, lors du prochain dossier tarifaire, la stratégie qu'elle retiendra afin de répondre à la demande.

[62] Conformément à l'article 72 (1)(3)a) de la Loi, Énergir peut inclure à son plan d'approvisionnement une marge excédentaire de capacité de transport pouvant représenter jusqu'à 10 % de ses livraisons annuelles, qu'elle estime nécessaire aux fins de favoriser le développement d'activités industrielles.

[63] Le Distributeur indique que les quatre années du Plan d'approvisionnement sont en déficit d'approvisionnement après avoir tenu compte du besoin d'une marge excédentaire pour les deux dernières années.

[64] Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il élabore présentement un programme d'approvisionnement gazier responsable, visant à s'approvisionner auprès de producteurs dont les pratiques respectent certains principes de développement durable, notamment, en termes de règles de gouvernance, d'émissions de méthane, de l'utilisation de l'eau ou des mesures d'atténuation sur le milieu environnant.

[65] Le Distributeur mentionne qu'il mène actuellement des consultations afin d'obtenir l'ensemble des points de vue et qu'il travaille à mettre en place un projet pilote pour déterminer la meilleure façon d'évaluer ces pratiques. Il mentionne également que la décision de s'approvisionner auprès de tels producteurs dépendra de l'offre disponible sur le marché et du prix exigé pour ce type de gaz naturel produit dans le respect des principes de développement durable.

[66] En ce qui a trait au contrat de service d'emmagasiner au site de Pointe-du-Lac, Énergir indique qu'elle s'est entendue avec Intragaz pour modifier le volume maximal de

---

<sup>19</sup> Pièce [B-0218](#), annexe 9.

retrait quotidien et le volume utile afin de tenir compte des augmentations incluses au Plan d'approvisionnement à compter de l'année 2019-2020.

### *Opinion de la Régie*

[67] La Régie constate que pour les quatre années du Plan d'approvisionnement, Énergir est en déficit d'approvisionnement après avoir tenu compte du besoin d'une marge excédentaire pour les deux dernières années.

[68] Afin de répondre au déficit d'outils constaté pour la première année, la Régie note qu'Énergir prévoit acheter une capacité de transport FTLH de 491 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour la période de l'hiver 2018-2019. Elle note également que cette stratégie est la plus avantageuse du point de vue économique et, qu'en temps utile, Énergir réévaluera les diverses options disponibles.

[69] La Régie note que le Distributeur prévoit avoir recours à la nouvelle capacité d'entreposage rendue disponible à Pointe-du-Lac dès le 1<sup>er</sup> décembre 2019. Elle note également que le Distributeur a intégré au Plan d'approvisionnement les capacités découlant de l'impact potentiel de la refonte du service interruptible à compter de l'année 2020-2021, ainsi que les capacités estimées en fonction de la livraison en franchise prévue en volumes de GNR.

**[70] Par conséquent, la Régie approuve le Plan d'approvisionnement gazier 2019-2022, dont la modification au contrat de service d'emmagasiner au site de Pointe-du-Lac avec Intragaz.**

[71] Par ailleurs, dans la décision D-2015-107, la Régie demandait à Énergir de déposer, dans chacun de ses futurs plans d'approvisionnement, des informations quotidiennes liées à l'approvisionnement en GNR à la ville de Saint-Hyacinthe, pour la période du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars<sup>20</sup>.

[72] La ville de Saint-Hyacinthe a débuté à l'hiver 2018 sa production de GNR qui est, en partie, acheté par Énergir. Le Distributeur indique avoir intégré cet outil au plan d'approvisionnement gazier 2019-2022 en fonction des projections de production pour les prochaines années.

---

<sup>20</sup> [Page 19](#), par. 79.

[73] En réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur dépose les informations demandées dans la décision D-2015-107 pour les quatre mois de l'année 2017-2018, pour lesquels les données réelles étaient disponibles au moment de dépôt du présent dossier<sup>21</sup>.

**[74] La Régie demande à Énergir, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, de déposer les informations quotidiennes liées à l'approvisionnement en GNR à la ville de Saint-Hyacinthe pour les mois de la période d'hiver où les résultats réels sont disponibles.**

## 4.2 PRÉVISION DE LA DEMANDE

[75] La FCEI est préoccupée depuis quelques années par la volatilité importante des prévisions des besoins établies selon la journée de pointe. Elle soumet que lorsque les besoins sont surévalués, des dépenses inutiles sont encourues et, lorsqu'ils sont sous-évalués, la sécurité d'approvisionnement est compromise.

[76] Selon l'intervenante, cette volatilité se manifeste dans la méthode de prévision des besoins en journée de pointe pour les clients en service continu, qui varie d'environ 2 000 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> en 2018-2019 selon les données de consommation utilisées (2015-2016 ou 2016-2017)<sup>22</sup>.

[77] Bien que la FCEI soit d'avis qu'il existe des différences dans la composition de la clientèle, entre ces ensembles de données, pouvant justifier une partie de la variabilité des résultats, elle estime improbable qu'elles produisent des écarts de cette ampleur. L'intervenante en déduit que les écarts s'expliquent principalement par le modèle de régression linéaire employé par Énergir, plutôt que les données sous-jacentes.

[78] Questionnée par la FCEI, Énergir explique que le paramètre « mois » est un facteur qui influence les résultats de la régression linéaire, notamment en surestimant ou sous-estimant le besoin à la pointe. Le Distributeur précise que « *la grande volatilité annuelle des résultats pour le paramètre « mois » fait en sorte qu'une portion annuelle de la*

---

<sup>21</sup> Pièce [B-0160](#), p. 9.

<sup>22</sup> Pièce [C-FCEI-0026](#), p. 3.

*thermosensibilité ne se retrouve pas dans les paramètres variables (DJ, DJ-1, DJ x V), mais plutôt dans les paramètres de base »<sup>23</sup>.*

[79] Considérant la faiblesse associée à l'inclusion de certaines variables à la méthodologie et de l'impact direct de cette prévision sur les coûts d'approvisionnement, la FCEI recommande qu'Énergir produise, pour les prochains dossiers tarifaires, la prévision du besoin de pointe en excluant le paramètre « mois » afin de capter un autre éventuel biais de prévision.

[80] En cours d'audience, Énergir indique que l'établissement de la prévision de la demande en journée de pointe fait actuellement l'objet d'études. De ce fait, elle considère qu'il est prématuré de remettre en question l'utilisation ou non du paramètre « mois » dans la régression linéaire.

**[81] La Régie constate qu'Énergir poursuit ses analyses relatives à l'établissement de la prévision du besoin de pointe. Elle demande à Énergir de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, l'état d'avancement de ses travaux en lien avec cette question et, le cas échéant, les explications relatives à la variabilité des prévisions ainsi que les résultats de la prévision de la demande des clients en service continu, avec et sans le paramètre « mois ». Elle demande également à Énergir de prévoir, lors du prochain dossier tarifaire, la tenue d'une séance de travail afin de présenter la méthodologie retenue pour établir la prévision de la demande.**

#### **4.3 ACCROISSEMENT DE LA CAPACITÉ DU SITE D'EMMAGASINAGE DE POINTE-DU-LAC**

[82] À compter du 1<sup>er</sup> décembre 2019, Énergir prévoit faire appel à un accroissement de la capacité de retrait associée à un volume utile en espace d'entreposage au site d'emmagasinement d'Intragaz à Pointe-du-Lac. Elle soumet que l'ajout de capacité dont il est question est possible dans la mesure où la Régie approuve le projet d'investissement à Pointe-du-Lac (le Projet Intragaz), dont l'examen s'effectue de façon concomitante au dossier R-4034-2018.

---

<sup>23</sup> Pièce [B-0204](#), réponse à la question 1.5.

[83] Selon les données fournies par Intragaz et déposées au présent dossier par Énergir, la réalisation du Projet Intragaz permettrait de modifier les caractéristiques du site de Pointe-du-Lac, ainsi que l'impact tarifaire de la façon suivante :

**TABLEAU 2**  
**CARACTÉRISTIQUES DU SITE D'ENTREPOSAGE DE POINTE-DU-LAC**

	Avant (a)	Après (b)	Variation (c=b-a)
1 Capacité d'entreposage (volume utile), m <sup>3</sup>	22 700 000	36 600 000	13 900 000
2 Capacité maximale de retrait, m <sup>3</sup> /jour	1 200 000	1 600 000	400 000
3 Capacité maximale d'injection, m <sup>3</sup> /jour	2 400 000	2 400 000	-
4 Coût annuel selon tarifs, M\$	4,4	5,8	1,4

Source : Pièce [B-0218](#), p. 2, annexe 15.

[84] Énergir fait valoir que l'intérêt principal du Projet Intragaz est de répondre à la demande de pointe. Plus particulièrement, elle soumet que l'augmentation de 400 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en capacité maximale de retrait permet d'abaisser d'autant les besoins marginaux à la pointe.

[85] Le Distributeur explique que l'augmentation de la capacité d'entreposage au site de Pointe-du-Lac permet une certaine marge pour faire face à un accroissement de la demande ou une diminution des outils projetés, bien qu'il souligne deux hypothèses cruciales à l'égard des outils d'approvisionnement pour les années 2020-2021 et 2021-2022 :

1. hypothèse de la mise en service du nouveau service interruptible et d'un volume équivalent de 20 000 GJ/jour;
2. hypothèse d'approvisionnement stable en GNR permettant de réduire les capacités de transport.

[86] Énergir soumet que si l'un ou l'autre de ces outils venait à manquer, en tout ou en partie, elle pourrait se retrouver dans une position où elle devrait acheter du transport sur le marché secondaire.

[87] Aux fins d'évaluer la valeur du Projet Intragaz, Énergir compare son impact tarifaire à la valeur de l'outil d'approvisionnement qu'il remplace, soit en capacités

équivalentes de transport Firm Transportation Short Haul (FTSH) sur le marché primaire. Également, elle présente son impact financier sur le Plan d'approvisionnement en comparant les coûts totaux générés selon les scénarios, avec ou sans Projet Intragaz.

[88] Énergir dépose les analyses effectuées, ainsi que les hypothèses retenues, pour déterminer la valeur et l'impact financier du Projet Intragaz sur les horizons de court terme, soit l'année 2018, de moyen terme, soit les années 2019 à 2022, et de long terme, soit les années 2023 et suivantes. Énergir estime que la valeur du Projet Intragaz se traduit en des économies de 2,1 M\$ à court terme et de 2,9 M\$ à long terme<sup>24</sup>. Quant aux impacts financiers sur le Plan d'approvisionnement, Énergir présente des réductions annuelles moyennes des coûts totaux de 2,7 M\$ à court terme et de 2,1 M\$ à moyen terme<sup>25</sup>.

[89] En cours d'audience, à la demande de la Régie, Énergir présente une évaluation de l'impact financier à moyen terme du Projet Intragaz, en utilisant des prix transport FTSH au lieu de ceux du FTLH<sup>26</sup>. Elle évalue son impact financier à moyen terme à environ 2,6 M\$ par année en utilisant les prix FTSH, comparativement à 2,1 M\$ lorsque les prix FTLH sont utilisés<sup>27</sup>.

[90] Selon Énergir, le Projet Intragaz est avantageux d'un point de vue économique autant à court, moyen ou long terme. Elle est également d'avis que le Projet Intragaz devrait s'évaluer sur un horizon de long terme puisqu'il permettra de décontracter son équivalent en transport FTSH ou de réduire le besoin futur en transport FTSH.

[91] Le Distributeur soumet toutefois que les analyses à long terme ne tiennent pas compte de l'état contextuel et actuel de la structure d'approvisionnement. En effet, il ajoute qu'il n'y a pas de transport FTSH primaire disponible, pour le moment. De ce fait, le Projet Intragaz ne peut se substituer aux capacités de transport FTSH primaire. Selon le Distributeur, il ne s'agit cependant pas d'un biais puisque le Projet Intragaz aura un impact à long terme sur les outils d'approvisionnement et, ainsi, sa valeur ne devrait pas être seulement évaluée à partir d'un plan d'approvisionnement circonstanciel.

[92] Sur la base des outils du Plan d'approvisionnement, Énergir soumet que les capacités qui découlent du Projet Intragaz sont comparables aux capacités de transport

---

<sup>24</sup> Pièce [B-0218](#), p. 4 et 6, annexe 15.

<sup>25</sup> Pièces [B-0218](#), p. 6, annexe 15, et [B-0218](#), p. 10 annexe 15.

<sup>26</sup> Pièce [B-0275](#).

<sup>27</sup> Pièce [B-0275](#), p. 2 à 4.

FTSH en termes de débit maximal qu'ils procurent à la journée de pointe<sup>28</sup>. Le Distributeur est d'avis que « *les outils contractés soient du transport FTSH ou de l'entreposage à Pointe-du-Lac, il n'y a pas de différence relativement à la sécurité d'approvisionnement, en autant que le total des outils permette de rencontrer la demande quotidienne de pointe* »<sup>29</sup>.

[93] Énergir fait valoir que : « *l'hypothèse concernant l'utilisation du débit maximal à la demande de pointe est reliée au fait qu'[elle] peut cycler l'entreposage à Pointe-du-Lac, que les retraits sont effectués pour répondre aux variations de la demande reliée à la température et que la gestion au réel du site permet de déterminer si les capacités d'entreposage doivent être protégées ou non en fonction des prévisions de la température à venir* »<sup>30</sup>.

[94] Énergir explique que l'augmentation associée à la capacité d'entreposage permet également de ralentir l'effritement du site en cas d'hiver froid et que l'impact sur la valeur de la fourniture serait négligeable puisque le site de Pointe-du-Lac est exploité de manière cyclique pendant l'hiver.

[95] Questionné par la Régie quant à la contribution attendue par l'outil à Pointe-du-Lac, selon le scénario incluant la demande à la journée de pointe à un hiver extrême, le Distributeur répond que la méthode actuelle d'établissement des besoins est adéquate. Il est d'avis « *qu'on aurait nécessairement alors les outils pour répondre à cette pointe-là dans l'hiver extrême puisque nos outils sont basés sur un maximum entre deux choses, entre la demande pour la journée de pointe et la demande pour l'hiver extrême. Si la journée de pointe se produit dans l'hiver extrême, on aurait la même capacité pour répondre à cette demande-là* »<sup>31</sup>.

[96] En réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur présente une analyse comparative permettant de différencier les critères associés aux capacités de transport FTSH à celles du site de Pointe-du-Lac, en termes de débit journalier sur la période d'hiver et sur une base annuelle, de contraintes de gestion au centre de contrôle du réseau, de flexibilité opérationnelle et de sécurité d'approvisionnement<sup>32</sup>.

---

<sup>28</sup> Pièce [B-0210](#), réponse 6.1.

<sup>29</sup> Pièce [B-0210](#), réponse 6.2.

<sup>30</sup> Pièce [B-0255](#), réponse 4.2.

<sup>31</sup> Pièce [A-0049](#), p. 147 et 148.

<sup>32</sup> Pièce [B-0255](#), réponse 5.4.



[97] Dans cette analyse, Énergir mentionne que les sites d'entreposage sont des outils différents du transport FTSH. Bien que les sites possèdent une capacité d'entreposage limitée et parfois un débit variable, Énergir considère qu'ils peuvent néanmoins se substituer avantageusement aux outils de transport.

[98] Relativement au critère portant sur la sécurité d'approvisionnement, Énergir mentionne que le site de Pointe-du-Lac offre une sécurité d'approvisionnement additionnelle en cas d'incident sur le réseau en amont de sa franchise. Elle cite des exemples de cas de force majeure où les sites d'Intragaz ont permis de soutenir le réseau. Elle cite également des situations où ces outils lui ont permis d'éviter l'interruption d'un plus grand nombre de clients, incluant ceux en service continu<sup>33</sup>. En cas d'urgence, Énergir fait valoir également qu'elle peut demander à Intragaz de retirer de la fourniture lors de périodes restreintes.

[99] Selon le Distributeur, la sécurité d'approvisionnement, associée à ses sites d'entreposage en franchise, permet la fiabilité de son service et, notamment, de limiter les coûts opérationnels et les pertes de revenus lors des interruptions de service.

[100] Relativement à la flexibilité opérationnelle, Énergir mentionne qu'elle ne planifie pas, dans le cadre du plan d'approvisionnement, recourir au site d'emménagement à Pointe-du-Lac pour ses besoins en flexibilité opérationnelle.

[101] Énergir conclut que le caractère avantageux de l'augmentation des capacités du site de Pointe-du-Lac n'est contesté par aucun intervenant. Il souligne que le Projet Intragaz est également recommandé par SÉ-AQLPA sur la base économique, par rapport à la solution alternative de contracter des capacités de transport, tout en permettant d'augmenter la sécurité d'approvisionnement du réseau<sup>34</sup>.

### *Positions des intervenants*

[102] Lors de l'audience, la Régie a questionné les intervenants afin de savoir si les clients devraient être tenus indemnes, particulièrement quant au risque de performance des outils contractés par le Distributeur, eu égard à la citation extraite du mémoire d'Énergir déposé au dossier R-4034-2018 : « *Énergir est d'avis que le risque de*

---

<sup>33</sup> Pièce [B-0255](#), réponse 5.6.

<sup>34</sup> Pièce [B-0280](#), p. 19.

*performance, qu'elle supporte avec sa clientèle pour les différents outils d'approvisionnement réglementés par coût de service, ne devrait pas être utilisé pour départager les projets à moins que les probabilités d'enjeu de performance soient significativement différentes d'une option à l'autre »<sup>35</sup>.*

[103] L'ACIG est d'avis que dans la mesure où cet investissement satisfait le critère de l'investissement prudemment acquis et utile pour l'exploitation du réseau et qu'il est approuvé par la Régie, les risques inhérents qui y sont associés devraient être traités indistinctement. L'intervenante appuie le Projet Intragaz considérant les avantages associés à la détention de l'entreposage en territoire et, également, du fait qu'il est plus bénéfique que ses autres options.

[104] SÉ-AQLPA recommande que l'accroissement de la capacité d'entreposage d'Intragaz à Pointe-du-Lac soit inclus au Plan d'approvisionnement. Sur la base des analyses économiques et de la preuve déposée par Énergir, l'intervenant estime que l'outil de Pointe-du-Lac est économique par rapport à l'hypothèse du Plan d'approvisionnement sans le Projet Intragaz. Il est également d'avis qu'il diminue les besoins d'acquisition d'outils de transport tout en augmentant la sécurité d'approvisionnement<sup>36</sup>.

[105] En ce qui a trait à la question portant sur le risque de performance, SÉ-AQLPA s'en remet au dossier R-4034-2018 et mentionne que :

*« Ce sera à la Régie qui siège dans le dossier de 4034, de décider si elle garde le même paradigme tarifaire selon lequel Intragaz n'assume pas ce risque supplémentaire et garde un taux de rendement identique ou très proche de celui d'Énergir ou si on change pour qu'Intragaz prenne davantage de risque, donc à un plus gros taux de rendement. Et c'est comme ça qu'Énergir la compensera ou si on garde la même chose, dans ce cas, c'est Énergir qui assumera le risque, mais c'est au 4034 que ce sera décidé »<sup>37</sup>.*

### **Opinion de la Régie**

[106] Selon les évaluations économiques effectuées et les hypothèses retenues par le Distributeur, la Régie note que l'impact financier du Projet Intragaz se traduit en une

---

<sup>35</sup> Dossier R-4034-2018, pièce [C-Energir-0007](#), p. 13.

<sup>36</sup> Pièce [C-SE-AQLPA-0028](#), p. 8.

<sup>37</sup> Pièce [A-0058](#), p. 247.

réduction annuelle des coûts d’approvisionnement de 2,7 M\$ à court terme et de 2,1 M\$ à moyen terme. Elle note également que le Distributeur évalue le Projet Intragaz à 2,9 M\$ à long terme, en comparant son impact tarifaire au coût annuel du transport FTSH primaire que ce projet permettrait de décontracter ou de réduire d’autant ses besoins futurs.

[107] La Régie émet toutefois certaines réserves quant à l’évaluation économique du Projet Intragaz, considérant que les analyses à long terme ne tiennent pas compte de l’état contextuel et actuel de la structure d’approvisionnement.

[108] La Régie considère également que l’évaluation économique du Projet Intragaz demeure sujette à des variations en fonction du contexte gazier et, notamment, en fonction de l’évolution des prix et de la disponibilité offerte dans les marchés de la fourniture, du transport et de l’entreposage de gaz naturel.

[109] Quant à la comparaison des capacités du Projet Intragaz avec les capacités équivalentes de transport FTSH établies sur la base du débit maximal à la journée de pointe, la Régie constate que celle-ci tient compte de la gestion cyclique pendant l’hiver. La gestion en temps réel des capacités d’entreposage permet de les prémunir en fonction des prévisions météorologiques et, notamment, de réduire l’effritement du site.

[110] La Régie note également les avantages que procurent les sites d’emménagement en franchise du Distributeur, en termes de sécurité d’approvisionnement et, notamment, en cas d’incidents de force majeure ou impliquant une interruption de service sur le réseau en amont de son territoire.

[111] La Régie note que le Projet Intragaz est appuyé par les intervenants, qui considèrent les bénéfices économiques et les avantages associés à détenir de l’entreposage en territoire.

**[112] Pour ces motifs, la Régie prend acte de l’accroissement de la capacité de retrait associée à un volume en espace d’entreposage au site d’Intragaz à Pointe-du-Lac, prévu à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2019 au Plan d’approvisionnement.**

[113] **La Régie note que le Projet Intragaz visant l'accroissement des capacités au site d'emmagasinement à Pointe-du-Lac a été approuvé dans le dossier R-4034-2018<sup>38</sup>.**

### *Lettre d'engagement*

[114] Dans une lettre d'engagement du 26 juin 2018<sup>39</sup>, Énergir et Intragaz s'engagent, notamment, à conclure un nouveau contrat de service d'emmagasinement à l'échéance de celui présentement en vigueur jusqu'au 30 avril 2023<sup>40</sup>, qui inclura les augmentations de capacité de retrait quotidien et de volume utile découlant de l'investissement proposé par Intragaz. Ce contrat serait d'une durée de 10 ans à partir du 1<sup>er</sup> mai 2023.

[115] Énergir demande à la Régie d'approuver les termes et conditions de cette lettre d'engagement et indique, dans sa preuve, qu'elle veillera, en temps utile, à obtenir l'approbation par la Régie des caractéristiques du contrat de service qui découlera de cet engagement.

[116] **La Régie prend acte du dépôt de la lettre d'engagement entre Énergir et Intragaz selon laquelle les parties s'engagent à conclure un nouveau contrat de service d'emmagasinement à l'échéance du contrat en vigueur jusqu'au 30 avril 2023. Par ailleurs, la Régie demande à Énergir de déposer, en temps utile, une demande d'approbation des caractéristiques de ce contrat, conformément à l'article 72 de la Loi, ainsi qu'une demande d'approbation, conformément à l'article 81 de la Loi.**

## **4.4 CONTRAT D'ENTREPOSAGE CONCLU À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2018**

[117] Dans sa décision D-2017-094, la Régie approuvait les caractéristiques du contrat d'entreposage que le Distributeur entendait conclure afin de remplacer le contrat LST 081, qui arrivait à échéance le 31 mars 2018. De plus, elle demandait à Énergir ce qui suit :

---

<sup>38</sup> Décision [D-2018-155](#).

<sup>39</sup> Pièce [B-0205](#), annexe 1.

<sup>40</sup> Pièce [B-0218](#), annexe 16.

« [198] Afin de démontrer que l'offre en capacité d'entreposage qui sera retenue est la plus avantageuse du point de vue économique pour la clientèle et qu'elle est celle permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement, la Régie demande à Gaz Métro de déposer, dans les meilleurs délais, à la suite de la conclusion du contrat d'entreposage, les éléments décrits aux paragraphes 146 et 147 de la décision D-2017-014 Motifs, soit :

« [146] La Régie ordonne à Gaz Métro de déposer, dans la phase 2 du présent dossier et dans les meilleurs délais à la suite de la conclusion du contrat, les analyses des impacts des soumissions reçues sur le plan d'approvisionnement et la démonstration que le contrat est le plus avantageux, quant aux coûts et à la sécurité d'approvisionnement.

[147] La Régie demande à Gaz Métro de déposer les hypothèses retenues aux analyses effectuées notamment quant aux éléments suivants :

- les prix en gaz naturel projetés des trois prochaines années;
- la valeur de revente du transport FTLH;
- les prix des contrats d'entreposage selon les soumissions reçues [note de bas de page omise] »<sup>41</sup>.

[nous soulignons]

[118] En suivi de cette décision, Énergir présente les caractéristiques du contrat d'entreposage conclu avec Union Gas Limited (Union Gas), en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> avril 2018, soit :

- Nom : ██████████
- Capacité d'entreposage : ██████████
- Capacité d'injection :
  - maximale : ██████████ (ratio de ██████████ à la capacité d'entreposage)
  - ██
  - ██
- Capacité de retrait :
  - maximale : ██████████ (ratio de ██████████ à la capacité d'entreposage)

---

<sup>41</sup> [Page 64.](#)

- [REDACTED]
- Fenêtres de nominations : NAESB et STS
  - Point de livraison/réception : Dawn
  - Durée : du 1<sup>er</sup> avril 2018 au 31 mars 2021 (3 ans)
  - Injection ferme : [REDACTED]
  - Retrait ferme : [REDACTED]
  - Prix : [REDACTED].

[119] Afin de démontrer que ce contrat est le plus avantageux, le Distributeur dépose la description des offres reçues, les hypothèses utilisées ainsi que l'analyse des impacts des soumissions reçues sur le Plan d'approvisionnement<sup>42</sup>.

[120] Selon les résultats des analyses effectuées, le contrat d'entreposage retenu auprès d'Union Gas est le plus avantageux quant aux coûts considérant les économies moyennes, estimées à [REDACTED] en fonction des hypothèses utilisées.

[121] La Régie note que les analyses de rentabilités effectuées sur la base du plan d'approvisionnement 2017-2018 permettent de démontrer que le contrat d'entreposage signé auprès d'Union Gas est le plus avantageux d'un point de vue économique. Toutefois, elle juge que la preuve au dossier ne permet pas de démontrer que l'offre retenue est la plus avantageuse quant à la sécurité d'approvisionnement.

**[122] Par conséquent, la Régie prend acte du dépôt, par le Distributeur, des hypothèses et des analyses des impacts des soumissions reçues sur le Plan d'approvisionnement et de la démonstration que le contrat d'entreposage signé auprès d'Union Gas est le plus avantageux sur le plan économique.**

**[123] La Régie autorise que l'impact associé au contrat d'entreposage conclu à partir du 1<sup>er</sup> avril 2018 soit constaté dans le compte de frais reportés (CFR) de trop-perçu/manque à gagner du service d'équilibrage au Rapport annuel 2018, ainsi que dans les tarifs de 2018-2019 à 2020-2021.**

---

<sup>42</sup> Pièces B-0040 (pièce confidentielle) et [B-0039](#), tableaux 4 et 5.

#### 4.5 SUIVI DE LA DÉCISION D-2017-094 RELATIVE AUX CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE OPTIMALES À DAWN

[124] Dans sa décision D-2017-094, la Régie concluait comme suit :

*« [201] La Régie considère, notamment, que les transactions achats/ventes de gaz naturel aux fenêtres NAESB, les transactions de cessions et d'échanges ainsi que des alternatives additionnelles en lien avec ses capacités d'entreposage sont des moyens à évaluer afin d'optimiser le Plan d'approvisionnement. Ainsi, la Régie n'est pas convaincue, au présent dossier, du caractère optimal de la proposition de Gaz Métro. Le Distributeur devra en faire la démonstration.*

*[202] Par conséquent, la Régie rejette la demande de Gaz Métro de convenir d'un contrat de capacités d'entreposage à des fins d'optimisation des outils d'approvisionnement, selon les critères décrits à la pièce B-0014.*

*[203] Considérant les contrats d'entreposage qui viendront à échéance le 31 mars 2019 et que le déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn est complété, la Régie demande à Gaz Métro de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une preuve complète portant sur les besoins et la gestion optimale des capacités d'entreposage.*

*[204] La Régie demande à Gaz Métro de présenter, notamment, les analyses démontrant les besoins de capacités en espace d'entreposage, d'injection et de retrait aux fins de flexibilité opérationnelle ainsi que les niveaux optimaux de capacités d'entreposage »<sup>43</sup>.*

[125] En suivi de cette décision, le Distributeur présente une réflexion sur les types de valeur associée aux capacités d'entreposage ainsi que sur le concept de capacité optimale en entreposage. Pour les fins du suivi, il indique avoir tenté de développer une approche d'analyse différente considérant qu'il a déjà déposé deux preuves portant sur les capacités d'entreposage, incluant celles à Dawn, dans le cadre des dossiers R-3879-2014 et R-3987-2016.

[126] Selon Énergir, la capacité optimale en espace d'entreposage à Dawn peut être évaluée distinctement par type de valeur associée au site d'entreposage, soit la protection contre la

---

<sup>43</sup> Dossier R-3987-2016 Phase 2, décision [D-2017-094](#), p. 65.

fluctuation des prix en lien avec la capacité optimale en espace d'entreposage, soit la flexibilité opérationnelle en lien avec les capacités optimales d'injection et de retrait<sup>44</sup>.

[127] Afin d'établir une capacité optimale en espace d'entreposage pour la protection contre la fluctuation des prix, le Distributeur mentionne qu'une comparaison des différents moyens disponibles sur le marché devrait être effectuée en tenant compte du rapport entre les bénéfices pour la clientèle et les coûts potentiels.

[128] Énergir indique toutefois ne pas avoir évalué spécifiquement les bénéfices de cette valeur considérant la complexité liée à cette évaluation. Le Distributeur mentionne que dans l'éventualité où il estimerait que la protection contre la fluctuation des prix serait avantageuse pour la clientèle dans le futur, il déposera une preuve distincte incluant une analyse des différentes options et, le cas échéant, de la plus-value en termes de prix par la détention d'inventaire physique par le biais de l'espace en entreposage.

[129] Relativement à la capacité optimale d'entreposage pour la flexibilité opérationnelle, Énergir explique qu'il s'agit de la capacité requise afin de répondre aux besoins découlant des variations de la demande en cours de journée gazière. Selon elle, la capacité optimale pour la flexibilité opérationnelle peut varier au fil des années en fonction des caractéristiques propres à chaque contrat d'entreposage, tels que les injections/retraits fermes ou interruptible, ratios de « *deliverability* » et de « *ratchet* ».

[130] De ce fait, le Distributeur explique que l'évaluation de la capacité optimale en flexibilité opérationnelle selon les contrats passés peut différer significativement d'une évaluation basée sur les caractéristiques des contrats passés et qu'elle est fonction autant de la capacité totale en espace d'entreposage que des capacités d'injection et de retrait.

[131] En ce qui a trait à l'évaluation des besoins de flexibilité opérationnelle en considérant la possibilité de faire des transactions d'achats ou de ventes de gaz naturel en cours de journée gazière, Énergir présente une méthode d'évaluation sur une base théorique des besoins en flexibilité opérationnelle pouvant faire l'objet d'une transaction aux fenêtres *North American Energy Standards Board* (NAESB)<sup>45</sup>. Elle souligne toutefois les limites relatives à cette possibilité :

---

<sup>44</sup> Pièce [A-0049](#), p. 142.

<sup>45</sup> North American Energy Standards Board.



- la liquidité du marché du gaz naturel est beaucoup moins grande sur les fenêtres « *intraday NAESB* », notamment lors de la dernière fenêtre « *Intra-day 3* », que sur la fenêtre « *Timely* » utilisée pour la première nomination de la journée;
- effectuer des transactions sur la dernière fenêtre « *Intra-day 3* » nécessiterait de faire travailler un employé le soir pour les effectuer;
- la liquidité du marché pour effectuer des transactions la fin de semaine est généralement inexistante<sup>46</sup>.

[132] Afin d'évaluer cette possibilité, Énergir explique la nécessité de scinder les besoins de flexibilité opérationnelle en fonction des besoins constatés avant et après la dernière fenêtre NAESB. Une fois cette scission complétée entre les nominations faites sur les fenêtres NAESB et celles faites sur les fenêtres STS, Énergir soumet qu'il faut également tenir compte de la stratégie utilisée au moment d'effectuer ces nominations.

[133] Selon Énergir, le besoin théorique de flexibilité opérationnelle découle de la variation de la demande réelle par rapport à la demande prévue. Plus particulièrement, le Distributeur soumet que la meilleure façon de calculer le besoin théorique en flexibilité opérationnelle est de partir de la prévision initiale plutôt que de la nomination initiale.

[134] Énergir explique que pour déterminer la portion qui pourrait théoriquement être réduite par des transactions, l'écart global doit être divisé en deux, soit l'écart entre la prévision initiale et la prévision à la dernière fenêtre NAESB et l'écart entre la prévision à la dernière fenêtre NAESB et le besoin réel constaté en fin de journée gazière.

[135] Énergir mentionne que le premier écart sur les fenêtres NAESB peut potentiellement être réglé par des transactions d'achat, de vente, de prêt d'espace ou encore d'échange de fourniture lors des fenêtres NAESB, tandis que le deuxième écart sur les fenêtres STS ne peut être réglé que par l'apport des outils d'entreposage, soit à Dawn ou en franchise.

[136] Énergir constate toutefois qu'en utilisant le résultat de la prévision à la dernière fenêtre NAESB, seul l'effet de la variation de la température est capté, ce qui se traduit en un écart d'estimation sur les fenêtres STS de la consommation de toute la journée, explicable par le fait que la base de l'estimation est la même pour toutes les prévisions.

---

<sup>46</sup> Pièce [B-0220](#), p. 14.

[137] Le Distributeur soumet qu'un très grand écart est constaté sur la dernière fenêtre STS alors qu'une infime partie se retrouve sur les fenêtres NAESB, bien que l'écart ne puisse vraisemblablement pas se créer seulement à la fin de la journée. Dans l'élaboration d'un besoin sur la base théorique, Énergir mentionne qu'il y a donc lieu de poursuivre un peu plus la réflexion et d'apporter certains ajustements.

[138] Énergir mentionne que les résultats de la méthode d'évaluation sur la base théorique ne permettant pas de déterminer l'amplitude des transactions qui pourraient potentiellement réduire les besoins d'injection et de retrait à Dawn, certains ajustements sont requis. À cet égard, elle suggère de déterminer le véritable écart sur les fenêtres NAESB en comparant la prévision au début de la journée à la consommation réelle de la clientèle à la dernière fenêtre NAESB, majorée de la consommation projetée jusqu'en fin de journée, plutôt que de comparer la prévision au début de la journée à la prévision à la dernière fenêtre NAESB.

[139] Toutefois, Énergir soumet que la consommation réelle de la clientèle à la dernière fenêtre NAESB n'est pas une donnée disponible dans ses systèmes et que la systématisation de l'obtention de cette donnée exigerait une automatisation de la méthode, qui demanderait des développements informatiques qui n'ont pas été évalués.

[140] Considérant les limites énoncées précédemment en termes d'opérationnalité et de développement informatique, Énergir mentionne qu'elle n'a pas poursuivi l'analyse en y incorporant l'ajustement requis en lien avec l'amplitude des transactions permettant potentiellement de réduire les besoins d'injection et de retrait à Dawn.

[141] Énergir conclut que la meilleure méthode afin d'établir ses besoins de flexibilité opérationnelle demeure celle employée présentement, et dans le cadre des précédents contrats d'entreposage, afin d'identifier les capacités de retrait et d'injection requises.

[142] En ce qui a trait au suivi portant sur les besoins et la gestion optimale des capacités d'entreposage, la Régie note que la capacité optimale en espace d'entreposage à Dawn peut être évaluée par type de valeur associée à la protection contre la fluctuation des prix et que les capacités optimales d'injection et de retrait se rapportent à la valeur associée à la flexibilité opérationnelle.

[143] Bien qu'Énergir ne propose aucune nouvelle méthode par rapport à celle actuellement utilisée afin d'évaluer les capacités d'entreposage optimales en espace, en

injection et en retrait, la Régie note que, dans l'éventualité où le Distributeur estime que la protection contre la fluctuation des prix peut être avantageuse pour la clientèle, une preuve distincte sera déposée présentant une analyse des options et de la plus-value économique associée aux capacités en espace d'entreposage.

[144] En ce qui a trait au suivi relatif à l'évaluation de transactions d'achats et de ventes de gaz naturel aux fenêtres NAESB, la Régie note que la méthode analysée par Énergir est d'abord théorique, sans considérer l'optimalité en termes financiers. Elle note également les limites relatives à la possibilité d'effectuer des transactions en cours de journée pour le Distributeur et que la méthode pourrait impliquer des ajustements et des développements informatiques qui n'ont pas été évalués.

**[145] La Régie prend acte du suivi demandé aux paragraphes 203 à 205 de la décision D-2017-094, portant sur les besoins et la gestion optimale des capacités d'entreposage.**

#### **4.6 REMPLACEMENT DES CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE POUR 2019**

[146] Les contrats d'entreposage LST 067 et LST 068 détenus auprès d'Union Gas viendront à échéance le 31 mars 2019. Conséquemment, Énergir demande à la Régie d'approuver les caractéristiques du contrat d'entreposage qu'elle entend conclure afin de les remplacer et qui doit entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2019<sup>47</sup>.

[147] Le Distributeur mentionne qu'il a appliqué la même méthode que celle utilisée lors des années 2017 et 2018 afin d'établir les besoins opérationnels en capacités d'entreposage à contracter pour l'année 2019. Il dépose le tableau représentant les variations maximales de retrait et d'injection en y ajoutant l'année 2016-2017, soit la dernière année complète disponible<sup>48</sup>.

[148] Sur la base d'un historique des 10 dernières années présentant les variations maximales en retraits et d'injection constatées, Énergir estime que les capacités moyennes de retrait de  $2\,531\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  et d'injection de  $2\,650\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  constituent les capacités

---

<sup>47</sup> Pièce [B-0218](#), annexe 5.

<sup>48</sup> Pièce [B-0220](#), p. 21.

minimales qui sont requises afin de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle en cours de journée pour l'année 2018-2019.

[149] Afin de déterminer les besoins en capacités de retrait et d'injection à contracter, Énergir compare les capacités minimales identifiées requises à la capacité totale détenue sous contrat au 1<sup>er</sup> avril 2019. Elle évalue une capacité de retrait après « *ratchet* » de  $1\,618\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ , soit lorsque l'inventaire est inférieur à 25 % du total et une capacité d'injection après « *ratchet* » de  $1\,218\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ , soit lorsque l'inventaire est égal ou supérieur à 75 % du total<sup>49</sup>.

[150] Selon les besoins d'entreposage établis pour fins de flexibilité opérationnelle, Énergir prévoit conclure les caractéristiques en contrat d'entreposage suivant :

- Espace d'entreposage : non défini;
- Capacité d'injection : minimale de  $1\,218\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  pendant la période ferme d'injection, peu importe le niveau d'inventaire;
- Capacité de retrait : minimale de  $1\,618\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$  pendant la période ferme de retrait, peu importe le niveau d'inventaire;
- Fenêtres de nominations : NAESB et STS;
- Point de livraison/réception : Dawn;
- Durée visée : trois ans;
- Prix : soumission la plus avantageuse qui répondra aux critères d'Énergir.

[151] Le Distributeur explique que bien que la capacité en espace d'entreposage ne soit pas préalablement définie, il est possible que la soumission la plus avantageuse comporte tout de même une quantité d'espace d'entreposage puisque « *la quantité d'espaces est fonction de ce qu'on appelle la DV, donc la capacité de retrait et d'injection* »<sup>50</sup>.

[152] Questionnée lors de l'audience à propos du contrat ASN 003 « *Aggregate Storage Nomination Services* », associé au contrat LST 068 venant à échéance le 31 mars 2019<sup>51</sup>, Énergir mentionne qu'elle va probablement essayer de le renégocier puisqu'elle considère

---

<sup>49</sup> *Ibid.*

<sup>50</sup> Pièce [A-0049](#), p. 123.

<sup>51</sup> Pièce [B-0218](#), annexe 5.

une valeur et un avantage opérationnel de regrouper les capacités de retrait d'entreposage de chacun des contrats en un seul<sup>52</sup>.

[153] Énergir mentionne qu'elle prévoit débiter le processus d'appel d'offres une fois la décision rendue par la Régie, afin d'entamer dès que possible les étapes de réception des offres, d'analyses des soumissions obtenues et celle à retenir, avant de produire une preuve à être déposée à la Régie<sup>53</sup>.

[154] Le Distributeur mentionne que dans la situation où il retiendrait l'offre d'un fournisseur autre qu'Union Gas, il se pourrait que cela exige des actions administratives et opérationnelles visant à permettre le transfert d'un fournisseur à l'autre sans impact financier important pour la clientèle<sup>54</sup>.

[155] La Régie note que le Distributeur prévoit contracter une capacité d'entreposage lui permettant de satisfaire ses besoins identifiés en flexibilité opérationnelle, soit des capacités d'injection minimales de 1 218 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour et des capacités de retrait minimales de 1 618 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour.

[156] La Régie note que le Distributeur a appliqué la même méthode d'évaluation des besoins en entreposage que celle utilisée en 2017 et 2018 et qu'il procédera également par un processus d'appel d'offres.

[157] Enfin, la Régie note qu'Énergir considérera possiblement le renouvellement du contrat ASN 003, notamment en lien avec le contrat LST 068 venant à échéance le 31 mars 2019, étant donné la valeur qu'elle associe à ce contrat lui permettant de regrouper des capacités d'entreposage à Dawn.

**[158] Pour ces motifs et afin de satisfaire les besoins établis par le Distributeur pour fins de flexibilité opérationnelle, la Régie approuve les caractéristiques du contrat d'entreposage devant entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2019, qu'il entend conclure pour remplacer les contrats LST 067 et LST 068.**

---

<sup>52</sup> Pièce [A-0049](#), p. 125.

<sup>53</sup> Pièce [A-0049](#), p. 127 et 128.

<sup>54</sup> Pièce [B-0220](#), p. 22.

[159] Afin de démontrer que l'offre retenue est la plus avantageuse d'un point de vue économique pour la clientèle, la Régie demande à Énergir de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, à la suite de la conclusion du contrat d'entreposage, les analyses des impacts des soumissions reçues sur le Plan d'approvisionnement d'un point de vue économique, ainsi que les hypothèses utilisées aux analyses effectuées quant aux éléments suivants :

- les prix en gaz naturel projetés des trois prochaines années;
- la valeur de revente du transport FTLH;
- les prix des contrats d'entreposage selon les soumissions reçues.

[160] Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de la séance de travail prévue au paragraphe 81 de la présente décision, une démonstration que le contrat qui sera conclu est le plus avantageux quant à la sécurité d'approvisionnement, notamment en termes de gestion des capacités d'entreposage et de l'inventaire.

#### 4.7 OUTIL DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ

[161] Selon la méthodologie de calcul de l'outil de maintien approuvée par la décision D-2015-012, Énergir présente les données relatives à l'espace d'entreposage disponible à l'usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification (usine LSR).

[162] Pour l'année 2018-2019, Énergir indique que la capacité d'entreposage réservée à l'usine LSR par le client GM GNL est de  $1,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  et que cette capacité ne limite aucunement la capacité maximale de retrait de  $5\,749 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  disponible à l'usine LSR au bénéfice de la distribution au Québec (daQ). Elle présente également l'impact sur les approvisionnements gaziers en comparant les scénarios avec et sans réservation à l'usine LSR de la capacité d'entreposage par le client GM GNL<sup>55</sup>.

[163] Selon les résultats obtenus, le Distributeur conclut qu'aucun outil de maintien de la fiabilité n'est requis pour 2018-2019 considérant que les besoins d'approvisionnement sont établis selon la demande continue en journée de pointe et qu'un surplus de capacité à

---

<sup>55</sup> Pièce [B-0218](#), tableau 27.

l'usine LSR peut être cédée en partie ou en totalité au client GM GNL afin d'optimiser l'ensemble des outils du service de distribution.

**[164] La Régie prend acte du fait qu'aucun outil de maintien de la fiabilité n'est requis pour l'année 2018-2019.**

#### **4.8 MARGE EXCÉDENTAIRE DE CAPACITÉS DE TRANSPORT**

[165] Dans la décision D-2017-094<sup>56</sup>, la Régie demandait à Énergir d'identifier, lors du prochain dossier tarifaire, les capacités excédentaires de transport qu'elle estime nécessaire, le cas échéant, pour le développement industriel et de présenter une preuve à l'égard du pourcentage qu'elle juge requis à cette fin.

[166] En suivi de cette décision, le Distributeur présente la méthodologie d'établissement des besoins de marge excédentaire ainsi que l'évaluation des besoins pour le Plan d'approvisionnement.

[167] Le Distributeur propose une méthodologie basée sur quatre critères : le niveau d'avancement du projet, sa solidité financière, l'environnement socio-économique dans lequel il évolue et son degré d'innovation. Pour évaluer le besoin de marge excédentaire, il considère tous les projets dont la probabilité de réalisation se situe de 25 à 50 %. La marge excédentaire correspond à la capacité de transport requise par le plus important projet de la liste.

[168] Dans le cadre du présent dossier, un seul projet d'envergure fait l'objet d'une probabilité de réalisation se situant entre 25 et 50 %. Considérant les besoins en capacités de transport pour ce projet, Énergir établit le besoin en marge excédentaire de capacité de transport à 660 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (25 000 GJ/jour), ce qui correspond de 4,02 % à 4,07 % des prévisions de livraison annuelles présentées au Plan d'approvisionnement.

[169] L'ACIG recommande à la Régie d'autoriser la méthodologie proposée par Énergir et d'autoriser la valeur de 660 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour comme marge excédentaire de transport pour l'année 2018-2019. L'intervenante souligne que la méthodologie recommandée doit être

---

<sup>56</sup> [Page 74](#), par. 244.

appliquée de façon prudente et la marge excédentaire doit être ajustée selon les besoins identifiés annuellement<sup>57</sup>.

[170] La FCEI constate qu'Énergir n'évalue pas la performance prévisionnelle de son modèle de probabilité de réalisation des projets pour établir la marge excédentaire, ce qui lui paraît problématique<sup>58</sup>.

[171] La FCEI note également qu'aucun projet avec une probabilité de réalisation inférieure à 50 % ne s'est concrétisé. Selon l'intervenante, la probabilité d'observer un tel résultat est très faible si l'évaluation de la probabilité est bonne. Elle conclut donc que le modèle d'évaluation de la probabilité utilisé par le Distributeur fait en sorte qu'il n'attribue pas une probabilité réaliste de réalisation des projets<sup>59</sup>.

[172] La FCEI recommande à la Régie de procéder à une évaluation formelle de la performance prévisionnelle du modèle d'évaluation de la probabilité de réalisation des projets et de réserver sa décision sur la méthodologie d'évaluation de la marge excédentaire.

[173] Selon OC, Énergir propose une méthodologie comparable à celle utilisée par d'autres entreprises, appuyée sur des critères pertinents et simples d'application, puisqu'elle découle de la même méthodologie qui est employée pour la détermination de la prévision de la demande au scénario de base. En conséquence, elle recommande son approbation par la Régie<sup>60</sup>.

[174] Toutefois, l'intervenante note qu'aucun projet ayant des probabilités de réalisation entre 25 % et 50 % ne s'est effectivement concrétisé dans les dernières années. Ainsi, elle recommande à la Régie d'évaluer, au cas par cas, le nombre de projets ayant des probabilités de réalisation entre 25 % et 50 % devant être considérés pour la détermination des capacités de transport de la marge excédentaire.

[175] SÉ-AQLPA recommande que la Régie tienne compte d'une marge excédentaire de 660 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour pour chacune des années du Plan d'approvisionnement et qu'elle

---

<sup>57</sup> Pièce [C-ACIG-0025](#), p. 8.

<sup>58</sup> Pièce [B-0204](#), p. 10, réponse 3.2.

<sup>59</sup> Pièce [C-FCEI-0029](#), p. 4.

<sup>60</sup> Pièce [C-OC-0010](#), p. 16.



approuve l'approche préconisée par Énergir, soit de considérer le plus gros projet parmi ceux qui ont entre 25 % et 50 % de probabilité de réalisation.

### *Opinion de la Régie*

[176] La Régie retient que le Distributeur présente clairement les capacités excédentaires de transport qu'il estime nécessaires pour le développement industriel, ainsi qu'une preuve à l'égard du pourcentage requis à cette fin, conformément à la décision D-2017-094<sup>61</sup>.

[177] La Régie note qu'entre 2014 et 2018, aucun projet ayant une probabilité de réalisation entre 25 % et 50 % ne s'est réalisé. Elle conclut, à l'instar de la FCEI, qu'il s'agit d'une situation improbable. Bien qu'il ne s'agisse pas d'une situation impossible, la Régie considère qu'il y a suffisamment de données pour être préoccupée par ce résultat.

[178] De plus, la Régie note qu'Énergir n'évalue pas la performance de sa méthodologie mais met plutôt à jour ses évaluations de probabilité de réalisation des projets à l'aide de cette méthodologie.

[179] La Régie considère que la preuve au dossier ne démontre pas de manière probante de quelle manière les critères sont identifiés et comment la probabilité de réalisation est calculée à l'aide de ces derniers.

**[180] Conséquemment, la Régie est d'avis qu'il est prématuré d'approuver la méthodologie d'évaluation de la marge excédentaire de capacité de transport, telle que proposée par Énergir, et ne fait que prendre acte de son dépôt.**

**[181] Ce faisant, la Régie demande à Énergir de soumettre, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une analyse de la performance prévisionnelle du modèle d'évaluation de la marge excédentaire.**

[182] Par ailleurs, la Régie note qu'Énergir ne planifie pas l'ajout de capacité de transport *a priori* pour répondre à la marge excédentaire prévue pour les années 2018-2019 et 2019-2020. Ainsi, le coût relatif à la marge excédentaire dans le présent dossier tarifaire est nul.

---

<sup>61</sup> [Page 74](#), par. 244.

**[183] Considérant la preuve au soutien des capacités de transport que le Distributeur estime nécessaires pour favoriser le développement d'activités industrielles, la Régie approuve la valeur de 660 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour à considérer dans le Plan d'approvisionnement, représentant entre 4,02 % et 4,07 % des livraisons annuelles sur l'horizon du plan.**

#### **4.9 INCITATIF À LA PERFORMANCE SUR LES TRANSACTIONS FINANCIÈRES VISANT L'OPTIMISATION DES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT**

[184] Le Distributeur demande la reconduction de l'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement gazier pour l'année 2018-2019 et les années suivantes, jusqu'à ce que la Régie approuve l'application de nouveaux indicateurs de performance mesurant l'optimisation des outils d'approvisionnement.

[185] Le Distributeur mentionne également que dans le cadre du dossier R-3993-2016, un document de réflexion relatif à l'indicateur de performance mesurant l'optimisation des outils d'approvisionnement gazier avait été déposé, dont Énergir visait une mise en application. Considérant les analyses supplémentaires afin de déposer une preuve appropriée ainsi que les effectifs requis à cette fin, Énergir a demandé à la Régie de fermer ce dossier.

[186] Le Distributeur soumet toutefois son intention de développer de nouveaux indicateurs de performance mesurant l'optimisation des outils d'approvisionnement gazier et indique qu'il saisira la Régie à cet effet en temps opportun.

[187] L'ACIG constate qu'une bonification importante a été versée au Distributeur en 2013 et que, par la suite, la bonification s'est stabilisée en fonction de la valeur des transactions financières.

[188] L'intervenante mentionne qu'elle a appuyé cette bonification sur les transactions financières lors du dossier R-3908-2012 et qu'elle ne s'est pas objectée à sa reconduction lors des dossiers subséquents. Elle maintient son appui à la reconduction de cet incitatif dans le cadre du présent dossier.

[189] En ce qui a trait à la bonification liée aux transactions spéciales d'achats, l'ACIG souligne que cette dernière avait été approuvée par la Régie dans la décision D-2013-054. Toutefois, elle soumet que cette bonification n'a pas été reconduite par la suite et a été refusée par la décision D-2014-077.

[190] Considérant que la preuve d'Énergir n'apporte aucun élément nouveau, par rapport à ce qui a été présenté au dossier R-3837-2013, pouvant justifier la modification de cette décision, l'ACIG recommande de ne pas autoriser l'incitatif lié à la bonification de 10 % des économies réelles issues de transactions spéciales d'achats.

### *Opinion de la Régie*

[191] Depuis la fin du dernier mécanisme incitatif, la Régie a rendu les décisions D-2013-054, D-2014-077 et D-2016-111<sup>62</sup>, portant sur le traitement des transactions d'optimisation financière éligibles à la bonification.

[192] Tel qu'approuvé par les décisions D-2013-054 et D-2014-077, l'incitatif consiste à appliquer une bonification de 10 % des revenus réels des transactions financières, sous réserve que les transactions de plus de 12 mois, ou s'étendant au-delà du 30 septembre d'une année donnée, ne puissent être considérées comme des transactions d'optimisation. En fonction des informations et des dispositions prévues par la décision D-2016-111, la bonification est accordée aux transactions d'optimisation financières effectuées pour lesquelles la Régie aura reconnu la valeur ajoutée constatée au rapport annuel.

[193] La Régie est d'avis que les incitatifs à la performance permettent au Distributeur de minimiser les coûts et d'optimiser la gestion de ses outils d'approvisionnement.

**[194] Par conséquent, la Régie approuve la reconduction de l'incitatif à la performance relié aux transactions financières visant l'optimisation des outils d'approvisionnement pour l'année 2018-2019, à la condition de maintenir les clients financièrement et opérationnellement indemnes.**

[195] En ce qui a trait aux transactions spéciales d'achats, la Régie avait énoncé certaines réserves dans sa décision D-2014-077 quant à la formule permettant d'évaluer les économies qui en résultaient :

---

<sup>62</sup> [Page 24](#) à 27.

« [486] La Régie proposait, lors du dossier tarifaire 2013, l'instauration d'une bonification pour les transactions d'achat qui permettent aux consommateurs d'économiser lorsque de telles transactions se réalisent à un tarif inférieur au tarif correspondant de TCPL. La Régie, dans cet esprit, a établi une liste de telles transactions et une méthodologie de calcul des économies. Elle avait alors tenu compte des commentaires de l'ACIG mentionnant que Gaz Métro avait réalisé des transactions qui permettaient des économies pour les clients.

[487] Même si ces transactions étaient déjà réalisées et que les clients auraient profité, de toute façon, des économies réalisées, la Régie a jugé bon de récompenser les transactions intéressantes pour les clients afin d'énoncer un principe fondamental et de l'illustrer par un exemple concret : la bonification doit être un pourcentage des économies effectivement réalisées par les clients.

[488] La transaction que Gaz Métro propose d'ajouter aux transactions spéciales implique deux points de réception différents : Dawn et Empress.

[489] La formule d'évaluation soumise par Gaz Métro ne permet pas d'évaluer correctement les économies (ou les pertes) réalisées par les clients, car les coûts de fourniture du gaz naturel à ces deux points ne sont pas pris en considération.

[490] La Régie ne peut accepter d'accorder une bonification à une ou à des transactions sur une base autre qu'un pourcentage des économies effectivement réalisées par les clients du Distributeur.

[491] De plus, la transaction additionnelle proposée par Gaz Métro peut conduire à des pertes pour les clients lorsqu'elle ne prend pas en considération les coûts de fourniture et le Distributeur n'a pas indiqué clairement qu'il était prêt à participer aux pertes, le cas échéant.

[492] Pour ces motifs, la Régie ne retient pas, pour cette année, le volet de bonification des transactions spéciales d'achat »<sup>63</sup>. [nous soulignons]

[196] À cet égard, la Régie note qu'à la suite de la décision D-2014-077, aucune transaction spéciale d'achat n'a été effectuée. De plus, aucune formule d'évaluation relative à ces transactions n'a été soumise pour approbation par la Régie.

[197] **Par conséquent, la Régie ne retient pas, pour l'année 2018-2019, le volet de bonification des transactions spéciales d'achat.**

[198] La Régie note que le Distributeur travaille à développer de nouveaux indicateurs de performance mesurant l'optimisation des outils d'approvisionnement gazier. Dans la mesure où il prévoit inclure les transactions spéciales d'achats dans sa proposition visant de nouveaux indicateurs de performance, elle considère opportun qu'il inclue une proposition de formule d'évaluation pour de telles transactions.

#### 4.10 SUIVIS DES DÉCISIONS D-2015-181 ET D-2016-191

[199] Énergir demande à la Régie de prendre acte de la réponse aux suivis requis par les décisions D-2015-181<sup>64</sup> et D-2016-191<sup>65</sup> en ce qui a trait au processus ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction réglementées et des capacités d'entreposage de l'usine LSR, et de s'en déclarer satisfaite.

[200] Dans sa décision D-2015-181, la Régie indiquait :

*« [363] De plus, considérant le développement récent de l'industrie du GNL et l'arrivée sur le marché de nouveaux joueurs, la Régie demande à Gaz Métro une analyse de faisabilité relative à un processus ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction réglementées et des capacités d'entreposage de l'usine LSR. La Régie demande à Gaz Métro de déposer une proposition à cet égard, le cas échéant, dans un prochain dossier tarifaire ».*

[201] Dans sa décision D-2016-191, la Régie prenait acte du fait que la réponse d'Énergir à ce suivi serait déposée dans le cadre du dossier tarifaire 2018.

[202] En réponse aux suivis demandés par la Régie, Énergir invoque, notamment, que la vente de GNL est une activité non réglementée depuis l'ordonnance G-339<sup>66</sup>. Ce faisant, cette activité n'est pas soumise à la juridiction de la Régie.

---

<sup>64</sup> [Page 101.](#)

<sup>65</sup> [Page 41.](#)

<sup>66</sup> Pièce [B-0173](#), p. 4.

[203] À cet égard, Énergir souligne la décision D-2010-057, dans laquelle la Régie a réitéré le fait que la vente de GNL est une activité non réglementée et qu'elle ne pouvait approuver un tarif et des conditions de service encadrant cette activité. Depuis cette décision, toute personne devant avoir accès à du GNL produit à l'usine LSR doit faire affaire avec GM GNL, filiale non réglementée d'Énergir.

[204] Énergir soumet qu'à différentes occasions<sup>67</sup>, la Régie a établi des principes, conditions et modalités applicables à l'activité réglementée relativement à l'activité non réglementée de vente de GNL<sup>68</sup>. La Régie a notamment conclu que son pouvoir en cette matière consiste à réduire, du revenu requis, les coûts d'utilisation des actifs de l'activité réglementée pour l'activité non réglementée et de s'assurer de la sécurité d'approvisionnement. Elle a, au fil du temps, déterminé des principes afférents au calcul des coûts à déduire du revenu requis pour l'utilisation de l'usine LSR par sa filiale non réglementée (par ailleurs reflétés dans le Code de conduite d'Énergir approuvé dans la décision D-2017-003).

[205] Énergir ajoute que des décisions d'affaires et des risques financiers ont été pris, selon le modèle d'affaires établi et sur la base des décisions rendues par la Régie, qui ont dégagé des principes clairs relativement à l'activité non réglementée. À cet égard, elle souligne que l'accès aux réservoirs d'entreposage et la méthodologie de la recharge basée sur le coût complet ont été des considérations centrales dans la décision de construire le nouveau train de liquéfaction de l'usine LSR.

[206] Ces décisions d'affaires ont, selon Énergir, apporté et permettront d'apporter plusieurs bénéfices à la clientèle de l'activité réglementée, dont la possibilité de bénéficier d'une baisse du coût de service en permettant d'augmenter l'utilisation du réseau d'Énergir pour l'arrivée du client GM GNL, et en permettant de réduire les coûts d'approvisionnement par échange de GNL à la suite de la mise en place d'une option d'interruption de la liquéfaction du client GM GNL en journée de pointe. Un changement aux règles de fonctionnement et aux principes actuels pourrait modifier le risque d'affaires et être préjudiciable à Énergir.

[207] Énergir soumet qu'elle ne croit pas que le contexte réglementaire actuel puisse permettre la mise en place d'un processus ouvert d'attribution des capacités de

---

<sup>67</sup> Notamment les décisions [D-2010-144](#), [D-2011-030](#), [D-2012-171](#), [D-2013-187](#), [D-2014-032](#) et [D-2015-012](#).

<sup>68</sup> Notamment dans la décision [D-2013-187](#).

liquéfaction, qui ne pourrait être mis en place que dans un modèle réglementé où la Régie aurait fixé des tarifs et des conditions de service à l'usine LSR.

[208] Énergir ajoute que l'imposition d'un processus ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction et d'entreposage de l'usine LSR dans le cadre réglementaire actuel, où l'activité de vente de GNL est non réglementée, limiterait l'exercice de son droit de propriété.

[209] Énergir soumet qu'elle a décidé de commercialiser l'activité de vente de GNL en créant une entité distincte : GM GNL. Ce faisant, c'est cette entité qui offre le service de vente de GNL, qui en assume les risques et les coûts, en plus d'assurer la logistique des opérations telle que la planification, la production, le chargement, la commercialisation du GNL et la gestion du service.

[210] Énergir ajoute que, bien que l'usine LSR serve en premier lieu d'outil d'approvisionnement aux fins des activités réglementées, cela n'altère pas pour autant sa nature, soit celle d'un actif pour lequel Énergir possède de manière exclusive un droit de propriété entier, qui lui permet de décider de son utilisation, ou non, par un tiers.

[211] Énergir ajoute que l'accès et la gestion de l'usine LSR ne pourraient être ouverts à tous pour des raisons de sécurité et de besoin opérationnel, ainsi que parce que son éventuel accès par des tiers n'était pas envisagé lors des discussions ayant mené Investissement Québec à devenir coactionnaire de GM GNL.

[212] Énergir comprend que l'intervention de la FCEI relativement à la mise en place d'un tel processus ouvert vise la « *maximisation de la valeur des actifs d'Énergir* ». Or, afin de maximiser la valeur de l'usine LSR, Énergir soumet que ce processus viserait à obtenir du marché des offres pour des capacités de liquéfaction et d'entreposage plus élevées que la recharge actuelle basée sur le coût complet. Elle comprend également que, selon la position de la FCEI, ce processus devrait être mis en place par l'activité réglementée. Selon le modèle d'affaires en vigueur, les prix résultant de ce processus devraient être facturés par l'activité non réglementée aux clients ayant obtenu ladite capacité, car l'activité non réglementée devrait continuer de coordonner et d'offrir le service non réglementé de vente de GNL et non l'activité réglementée. Par la suite, l'activité non réglementée remettrait les revenus à l'activité réglementée sous forme de recharge. Dans le cadre d'un processus ouvert, les prix offerts pourraient être plus élevés ou plus bas que le coût complet de la recharge actuelle de l'activité réglementée à l'activité non réglementée.

Or, Énergir croit qu'il n'y a pas lieu qu'une telle remise en question s'effectue dans le cadre réglementaire actuel où la vente de GNL est non réglementée.

[213] Énergir conclut que pour que la Régie puisse dicter la tenue d'un processus ouvert, la totalité de la chaîne logistique de vente de GNL devrait être réglementée, ce qui n'est pas le cas.

### *Position des intervenants*

[214] La FCEI est en désaccord avec l'analyse d'Énergir et soumet qu'il est possible d'envisager un modèle où l'activité réglementée et GM GNL demeurent les seuls utilisateurs de l'usine et où les principes existants, qui étaient connus par Énergir au moment de créer la division non réglementée, sont respectés<sup>69</sup>.

[215] Dans le modèle envisagé par la FCEI, l'activité réglementée serait un fournisseur de service de liquéfaction et d'entreposage de GNL. Par un processus à établir, des tierces parties conviendraient avec l'activité réglementée d'un prix pour ces services. Cette dernière assurerait la liquéfaction et l'entreposage du GNL des clients à même son propre accès à l'usine LSR. Les tierces parties ne seraient pas autorisées à l'utiliser. Ainsi, les deux seuls utilisateurs de l'usine demeureraient l'activité réglementée et GM GNL. La FCEI soumet que l'activité réglementée ne vendrait pas de GNL.

[216] La FCEI souligne que la seule différence potentielle avec la situation actuelle se trouverait au niveau de la livraison du GNL. Différents scénarios sont ainsi envisageables, mais le plus réaliste serait que la livraison du GNL aux clients de l'activité réglementée soit faite à partir des installations existantes et par le personnel, le tout financé par GM GNL. Alternativement, l'utilisation des actifs propres à l'activité réglementée pourrait être envisagée.

[217] En termes d'allocation des coûts, la FCEI indique que les règles actuelles continueraient de s'appliquer pour tous les actifs et coûts encourus par l'activité réglementée. Une allocation des coûts encourus par GM GNL et l'activité réglementée devrait être faite afin de maintenir l'absence d'interfinancement. Également, la FCEI soumet que ce modèle ne suppose aucune modification aux règles d'allocation des coûts encourus par l'activité réglementée.

---

<sup>69</sup> Pièce [C-FCEI-0026](#).



[218] En réponse à une DDR d'Énergir<sup>70</sup>, la FCEI souligne qu'elle ne propose pas de processus pour la détermination de prix pour les services de liquéfaction et d'entreposage de GNL. Elle spécifie toutefois que divers scénarios sont envisageables, notamment celui d'offrir les services selon des conditions et des prix fixés au préalable.

[219] La FCEI ajoute que dans le modèle proposé, les services de liquéfaction et d'entreposage de GNL seraient des activités réglementées pour lesquelles la Régie devrait fixer des tarifs et s'assurer de l'équité envers GM GNL.

[220] SÉ-AQLPA soumet que l'offre, par l'activité réglementée d'Énergir, d'un service de liquéfaction et d'entreposage de GNL pourrait nécessiter une reconsidération des questions juridictionnelles antérieurement tranchées par la Régie à l'effet que le gaz naturel liquéfié (GNL) n'est pas réglementé<sup>71</sup>. L'intervenant est d'avis que la Régie a tranché, à tort, dans sa décision D-2010-057, que la vente de GNL est une activité non réglementée et qu'elle n'est pas soumise à sa juridiction.

[221] Selon SÉ-AQLPA, cette conclusion de la Régie va à l'encontre des articles 1 et 2 de la Loi, qui prévoient que la compétence de la Régie s'étend à la fourniture, au transport, à la distribution et à l'emmagasinage du gaz naturel (y compris sous forme liquide) livré ou destiné à être livré par canalisation à un consommateur. Il ajoute que, considérant que le législateur n'est pas censé parler pour ne rien dire, l'on doit conclure qu'il existe au moins un modèle par lequel du GNL livré ou destiné à être livré par canalisation à un consommateur relèverait de la compétence de la Régie.

[222] Or, dans sa décision D-2010-057, la Régie a refusé de considérer le seul type de canalisation possible permettant de livrer du GNL à un consommateur, en concluant que le mot « canalisation », prévu à l'article 1 de la Loi, ne peut englober le tuyau et la pompe cryogénique allant de l'usine LSR au camion chargé de transporter le GNL. Selon SÉ-AQLPA, cette conclusion de la Régie rend impossible, en pratique, l'accomplissement du texte de la Loi selon lequel le gaz naturel régulé par la Régie inclut le GNL.

---

<sup>70</sup> Pièce [C-FCEI-0027](#).

<sup>71</sup> Pièce [C-SÉ-AQLPA-0028](#), p. 11.

### *Opinion de la Régie*

[223] La Régie tient tout d'abord à réitérer que l'usine LSR est un actif réglementé et qu'elle a, depuis l'ordonnance G-339<sup>72</sup>, toujours considéré l'activité de vente de GNL comme étant une activité non réglementée<sup>73</sup>. La Régie a déterminé qu'elle ne peut fixer de tarifs et de conditions relatifs à la vente de GNL et que son seul pouvoir en cette matière est de déterminer et de réduire, du revenu requis, les coûts d'utilisation des actifs de l'activité réglementée pour l'activité non réglementée, de même que de s'assurer de la sécurité d'approvisionnement.

[224] De plus, il est important de préciser que bien que l'usine LSR soit un actif réglementé, il n'en demeure pas moins que son unique propriétaire est Énergir.

[225] La Régie est d'avis que le fait d'obliger Énergir à permettre à des tiers d'utiliser les installations de l'usine LSR dans le cadre d'un processus ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction et d'entreposage de ladite usine viendrait restreindre l'exercice, par Énergir, de son droit de propriété.

[226] La FCEI évoque un modèle qui répond aux préoccupations d'Énergir relativement à l'exercice de son droit de propriété, puisque les seules entités ayant accès aux installations seraient l'activité réglementée et GM GNL.

[227] Selon la Régie, ce modèle ne correspond pas au cadre réglementaire en vigueur depuis l'ordonnance G-339. Selon ce cadre, la vente de GNL est une activité non réglementée et la Régie ne peut fixer de tarifs et de conditions de service afférents à cette activité.

**[228] En raison de ce qui précède, la Régie prend acte des suivis d'Énergir aux décisions D-2015-181 et D-2016-191 concernant le processus ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction réglementées et des capacités d'entreposage de l'usine LSR, et s'en déclare satisfaite.**

---

<sup>72</sup> Rendue le 20 mai 1983.

<sup>73</sup> Voir dossier R-3720-2010 Phase 2, décisions [D-2010-144](#) et [D-2010-057](#) et dossier R-3837-2013 Phase 2, décision [D-2013-187](#).

## **5. FONCTIONNALISATION DES COÛTS LIÉS AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER 2019-2022**

### **5.1 FONCTIONNALISATION DES COÛTS PAR OUTIL D'APPROVISIONNEMENT**

[229] En suivi du paragraphe 479 de la décision D-2017-094, le Distributeur dépose la pièce B-0154<sup>74</sup> portant sur la fonctionnalisation des coûts par outil d'approvisionnement, entre les services de transport et d'équilibrage, pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2019.

[230] Énergir indique que la méthode utilisée pour fonctionnaliser les coûts par outil d'approvisionnement, dont ceux liés à la capacité de transport de 491 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour qu'il prévoit acquérir pour les mois de novembre 2018 à mars 2019, est celle autorisée par la Régie lors du dossier tarifaire 2012. Cette méthode est basée sur l'ordonnancement des outils d'approvisionnement, c'est-à-dire dans l'ordre dans lequel ils sont utilisés<sup>75</sup>.

[231] Le Distributeur convient que les capacités de transport additionnelles de 491 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour seront utilisées pour alimenter la pointe. Cependant, il rappelle que l'ensemble des outils d'approvisionnement, tous outils confondus, sont utilisés à pleine capacité pour alimenter la pointe.

[232] Selon lui, bien que certains sujets de la phase 2 du dossier R-3867-2013 pourraient être traités de façon isolée, entre autres, les frais de migration au service de fourniture, la fusion des zones Nord et Sud et l'offre interruptible, ce n'est pas le cas pour la fonctionnalisation. Plusieurs éléments doivent être pris en compte aux fins de fonctionnalisation des coûts de transport, dont les coûts échoués et le coût des outils excédentaires. Le Distributeur estime qu'il est important d'arriver avec une solution globale pour l'ensemble des éléments qui touche la fonctionnalisation.

#### ***Position des intervenants***

[233] L'ACIG convient qu'il est plus avantageux pour les clients de contracter de la capacité additionnelle en provenance d'Empress plutôt que de Dawn pour la période

---

<sup>74</sup> Pièce [B-0154](#).

<sup>75</sup> Pièce [A-0049](#), p. 204 et suivantes.

d'hiver 2018-2019. De plus, la méthode actuelle de fonctionnalisation exigerait que ce contrat soit utilisé avant les contrats en provenance de Dawn et de Parkway, aux fins de déterminer les coûts de transport.

[234] Cependant, dans le contexte où la capacité de  $491 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  n'a pas encore été contractée et qu'il est possible, qu'à la suite de l'analyse du marché, cette capacité soit contractée en provenance de Dawn et de Parkway, plutôt que d'Empress, l'ACIG estime « *qu'une application plus libérale de la fonctionnalisation de ce contrat spécifique est nécessaire* ». L'intervenante est également d'avis qu'il serait erroné de considérer ce contrat comme un outil de transport pour les fins de la fonctionnalisation des coûts de transport et du calcul de la suffisance des revenus de transport effectué en fin d'année.

[235] Elle soumet que les clients industriels qu'elle représente utilisent davantage les services de transport puisqu'ils ont des profils de consommation stables. Ainsi, la fonctionnalisation des outils d'approvisionnement au service de transport pour des coûts qui devraient être chargés à l'équilibrage aurait pour effet de les pénaliser de plusieurs centaines de milliers, voire des millions de dollars.

[236] L'ACIG comprend que la fonctionnalisation des outils d'approvisionnement fait l'objet d'un examen au dossier R-3867-2013 Phase 2. L'intervenante est cependant d'avis que le dossier tarifaire est le forum approprié pour permettre un ajustement qui répond à une problématique ponctuelle au présent dossier. Elle demande donc à la Régie de permettre que le contrat de  $491 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  soit considéré comme outil d'équilibrage aux fins d'en fonctionnaliser les coûts.

[237] La FCEI constate que la position de l'ACIG est complètement opposée à celle déjà soutenue quant au traitement de certains coûts liés aux outils d'approvisionnement. L'intervenante soumet que l'ACIG, dans le dossier R-3987-2016, a refusé sa proposition selon laquelle les coûts échoués liés à la capacité excédentaire seraient placés dans un CFR, dont le mode de disposition serait établi à la suite de la décision de la Régie dans la deuxième phase du dossier R-3867-2013. L'ACIG était alors d'avis « *qu'il est préférable de maintenir les méthodes de fonctionnalisation en vigueur dans l'attente de la solution globale qui émergera de ce dossier* »<sup>76</sup>.

---

<sup>76</sup> Dossier R-3987-2016 Phase 2, décision [D-2017-094](#), p. 117, par. 439.

[238] La FCEI reconnaît que le contexte a changé depuis lors, considérant la suspension par la Régie de la phase 2 du dossier R-3867-2013. Elle recommande néanmoins, par souci de cohérence, que la Régie attende la fin de ce dossier et ne donne pas suite à la demande de l'ACIG.

### *Opinion de la Régie*

[239] La Régie note que la fonctionnalisation des coûts liés aux capacités de transport de 491 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, que le Distributeur prévoit acquérir en provenance d'Empress pour la période de novembre 2018 à mars 2019, est conforme à la méthodologie approuvée dans sa décision D-2011-164<sup>77</sup>.

[240] À l'instar du Distributeur, la Régie estime que la complexité de cette question et ses multiples ramifications exigent une approche globale et uniforme, contrairement à ce que les recommandations de l'ACIG entraîneraient, soit une approche d'évaluation à la pièce.

[241] **Par conséquent, la Régie prend acte du suivi d'Énergir au paragraphe 479 de la décision D-2017-094<sup>78</sup>, et s'en déclare satisfaite.**

## **5.2 FONCTIONNALISATION DU COÛT D'ACHAT DU GAZ NATUREL RENOVELABLE PAR SERVICE**

[242] En ce qui a trait à la fonctionnalisation du coût d'achat du GNR par service, Énergir définit le coût du transport sur les achats de GNR en franchise comme suit :

*« L17 – Coût du transport sur les achats de GNR en franchise : Coûts fonctionnalisés au service de transport découlant de l'application de la méthode de fonctionnalisation du coût des achats de GNR tel que proposé par Énergir dans le document R-4008-2017, B-0022, Gaz-Métro -1, Document 1, page 26 »<sup>79</sup>.*

---

<sup>77</sup> [Page 7](#), par. 19.

<sup>78</sup> [Page 125](#).

<sup>79</sup> Pièce [B-0101](#), p. 6.

[243] Questionnée sur les impacts financiers de nature comptable et tarifaire d'utiliser une méthode de fonctionnalisation qui est en cours d'examen dans le dossier R-4008-2017<sup>80</sup>, Énergir indique que :

*« Si les achats de GNR en franchise avaient été basés sur la méthode du coût évité comme présenté à la pièce Gaz Métro- 1, Document 2 du dossier R-3909-2014, ces achats auraient été intégrés dans le calcul de la fonctionnalisation des achats de fourniture par service. En effet, les achats de GNR projetés auraient été considérés comme des achats réguliers de gaz de réseau et intégrés au prix du service de fourniture du distributeur. Cette éventualité laisse supposer que la Régie ne reconnaîtrait pas le caractère distinctif du service de fourniture de GNR par Énergir dans le cadre de la Cause tarifaire 2018-2019. [...] »<sup>81</sup>.*

[244] De plus, Énergir présente l'impact pour chacun des chiffres des pièces comptables visées par ce changement de méthode. Au présent dossier, en appliquant la méthode de fonctionnalisation en cours d'examen au dossier R-4008-2017, le coût du transport sur les achats de GNR en franchise s'élève à 299 000 \$, soit 13 000 \$ de plus que si la méthode du coût évité était appliquée.

[245] Par ailleurs, considérant que la Régie a rendu sa décision procédurale D-2018-006 dans le dossier R-4008-2017, Énergir indique avoir anticipé l'application de sa proposition aux fins de l'établissement des tarifs 2018-2019. Considérant les délais de traitement usuels pour les dossiers tarifaires, il lui apparaissait plausible qu'une décision sur le dossier R-4008-2017 soit rendue avant celle du présent dossier<sup>82</sup>.

[246] La Régie note que Énergir applique une nouvelle méthode pour fonctionnaliser les coûts d'achat du GNR aux fins d'établir le coût du service de transport pour l'année 2018-2019. La Régie note également que l'impact découlant de l'application de cette nouvelle méthode est présenté en réponse à ses DDR.

[247] Selon le principe réglementaire de l'année témoin projetée, la Régie reconnaît que les données comptables et tarifaires d'une année tarifaire sont établies par Énergir sur la base de prévisions et d'hypothèses. Le fait d'appliquer une méthode en cours d'examen aux fins d'établir le coût du service de transport pour l'année 2018-2019 est conforme à ce principe.

---

<sup>80</sup> Dossier portant sur la mise en place de mesures relatives à l'achat et la vente de gaz naturel renouvelable.

<sup>81</sup> Pièce [B-0210](#), p. 75 et 76.

<sup>82</sup> Pièce [B-0255](#), p. 3.

[248] Au présent dossier, considérant que la nouvelle méthode est en cours d'examen dans un autre dossier, l'enjeu se situe au niveau de l'impact sur le coût de service lié à l'application de la nouvelle méthode. Or, ce n'est qu'en réponse aux DDR qu'Énergir présente cet impact.

[249] Lorsqu'une nouvelle méthode est à l'examen au moment du début du délibéré, la Régie demande habituellement la mise à jour des pièces au dossier afin de réviser le coût de service en fonction de la méthode en vigueur. Au présent dossier, considérant que l'impact n'est que de 13 000 \$, la Régie ne demande pas à Énergir de mettre à jour l'information relative au coût du transport sur les achats de GNR en franchise afin d'appliquer la méthode en vigueur.

[250] Toutefois, la Régie tient à préciser que la présente décision n'est pas une reconnaissance des attributs du GNR, dont le caractère distinctif est en cours d'examen au dossier R-4008-2017, ni une approbation du tarif de rachat garanti ou de la méthode de fonctionnalisation proposée dans ce dossier.

**[251] Afin d'avoir une information complète en temps utile, la Régie rappelle l'importance, pour chaque dossier visé par un changement de méthode, tel le GNR, ou de modalités dans les différents programmes de subventions, tels les programmes commerciaux ou le PGEÉ, de présenter l'impact sur les données comptables et le revenu requis qui en découlent.**

## **6. REVENU REQUIS**

[252] Énergir établit le revenu requis global à 939 707 000 \$ pour l'année 2018-2019, soit une baisse de 35,7 M\$ comparativement à celui autorisé pour l'année 2017-2018, et une baisse de 29,3 M\$ par rapport à l'année historique 2016-2017.

**TABLEAU 3**  
**ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS POUR LA PÉRIODE 2017-2019**

Revenu requis (en millions de \$)	2017	2018	2019	Hausse (baisse)	
	année historique	année autorisée	année témoin	2019 vs 2017 historique	2019 vs 2018 autorisée
Frais de transport, d'équilibrage, SPEDE et de distribution	370,1	358,6	337,2	(32,8)	(21,4)
CASEP / Rabais à la consommation et autres	1,0	1,0	1,0	-	-
Autres revenus d'exploitation	(4,1)	(3,5)	(3,7)	0,4	(0,2)
Charges d'exploitation, PGÉÉ, amortissement et impôts	470,6	487,4	465,1	(5,5)	(22,3)
Dépenses nécessaires à la prestation des services	837,6	843,5	799,7	(37,9)	(43,8)
Rendement sur la base de tarification	131,4	132,0	140,0	8,6	8,1
<b>Revenu requis</b>	<b>969,0</b>	<b>975,4</b>	<b>939,7</b>	<b>(29,3)</b>	<b>(35,7)</b>
Trop-perçu	2,7				
<b>Revenu réel (2017) ou prévu (2018 et 2019)</b>	<b>971,7</b>	<b>975,4</b>	<b>939,7</b>		

Tableau établi à partir des pièces [B-0094](#) (dossier R-4018-2017 Phase 2), [B-0288](#) (dossier R-3987-2016) et [B-021](#), p. 4 (dossier R-4024-2017). Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[253] Comparativement à l'année autorisée 2017-2018, la baisse du revenu requis pour 2018-2019 découle principalement de la baisse du coût moyen relatif au transport *Short Haul* (SH), ainsi qu'à des ajustements d'inventaire moindre.

[254] Le tableau suivant détaille l'évolution du revenu requis par service pour la période 2017-2019.



**TABLEAU 4**  
**ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS PAR SERVICE POUR LA PÉRIODE 2017-2019**

Revenu requis par service <i>(en millions de \$)</i>	2017 <i>année historique</i>	2018 <i>année autorisée</i>	2019 <i>année témoin</i>	<i>Hausse (baisse)</i>	
				<i>2019 vs 2017 historique</i>	<i>2019 vs 2018 autorisée</i>
Distribution	526,1	563,4	584,1	58,0	20,7
Fourniture	2,1	3,0	2,3	0,2	(0,7)
SPEDE	5,5	5,6	3,2	(2,2)	(2,4)
Transport et compression	278,0	231,7	175,3	(102,7)	(56,4)
Équilibrage	157,3	171,7	174,7	17,4	3,0
<b>Revenu requis</b>	<b>969,0</b>	<b>975,4</b>	<b>939,7</b>	<b>(29,3)</b>	<b>(35,8)</b>

Tableau établi à partir des pièces [B-0094](#) (dossier R-4018-2017 Phase 2), [B-0288](#) (dossier R-3987-2016) et [B-0215](#), p. 9 (dossier R-4024-2017). Les écarts observés sont dus aux arrondis.

## 6.1 REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE

[255] Considérant l'augmentation des revenus découlant de la prévision de la demande, Énergir établit l'ajustement tarifaire global à - 4,1 % ou - 39,9 M\$ pour l'année 2018-2019, attribuable principalement aux baisses tarifaires des services de transport, d'équilibrage et de distribution. Le service du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE), pour sa part, est légèrement en hausse.

[256] Pour le service de distribution, l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire de - 0,4 % en 2018-2019 sont détaillés par Énergir comme suit :

**TABLEAU 5**  
**AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2018-2019 POUR LE SERVICE DE DISTRIBUTION**

<b>Évolution du revenu requis du service de distribution et ajustement tarifaire</b>	<b>2019</b>	
	<b>en M\$</b>	<b>en %</b>
Amortissement des actifs intangibles et des comptes de frais reportés	(8,0)	-1,4%
Dépenses d'exploitation	11,6	2,0%
Rendement sur la base de tarification	9,9	1,7%
Amortissement des immobilisations	6,1	1,0%
Impôts sur le revenu	2,4	0,4%
Autres	(1,1)	-0,2%
<b>Variation du revenu requis 2019 vs le revenu requis autorisé de 2018</b>	<b>20,7</b>	<b>3,5%</b>
Variation des revenus de distribution découlant de l'évolution des volumes à travers les tarifs	(23,3)	-4,0%
<b>Ajustement tarifaire du service de distribution</b>	<b>(2,5)</b>	<b>-0,4%</b>

Source : Pièce [B-0068](#), p. 7.

[257] La croissance de la livraison des volumes prévue pour 2018-2019 entraîne une hausse des revenus de distribution de 23,3 M\$ et une baisse tarifaire de 4,0 %.

[258] Énergir explique la baisse de l'amortissement des actifs intangibles et des comptes de frais reportés de 8,0 M\$ principalement par la variation des soldes nets des CFR relatifs aux trop-perçus des exercices 2015-2016 et 2016-2017 et par celle des comptes liés à la stabilisation tarifaire relative à la température et au vent. Cette baisse est partiellement compensée par l'augmentation de l'amortissement relatif aux projets de développement informatique.

[259] La hausse des dépenses d'exploitation de 11,6 M\$ génère une hausse tarifaire de 2,0 %. L'augmentation du coût moyen pondéré en capital, combinée à l'augmentation des investissements en immobilisations, explique la hausse de 1,7 % relative au rendement sur la base de tarification.

[260] Pour les services de transport et d'équilibrage, Énergir établit l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire respectivement à -15,4 % et -2,7 % pour 2018-2019, tels que reflétés aux tableaux suivants :

**TABLEAU 6**  
**AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2018-2019 POUR LE SERVICE DE TRANSPORT**

Évolution du revenu requis du service de transport et ajustement tarifaire	2019	
	en M\$	en %
Baisse des coûts de transport	(4,2)	-2,0%
Trop-perçu de l'exercice 2017 à remettre en 2019	(11,4)	-5,5%
Manque à gagner des exercices 2014 et 2016 à récupérer en 2018	(11,9)	-5,7%
Baisse du rendement et impôts	(2,0)	-1,0%
<b>Variation du revenu requis 2019 vs le revenu requis autorisé de 2018</b>	<b>(29,5)</b>	<b>-14,2%</b>
Variation des revenus de transport découlant de la hausse des volumes	(7,5)	-3,6%
Baisse des revenus découlant du pass-on du 1er janv 2018 sur les 12 mois de l'exercice 2019	5,1	2,4%
<b>Ajustement tarifaire à la baisse du service de transport</b>	<b>(31,9)</b>	<b>-15,4%</b>

Source : Pièce B-0068, p. 8.

**TABLEAU 7**  
**AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2018-2019 POUR LE SERVICE D'ÉQUILIBRAGE**

Évolution du revenu requis du service d'équilibrage et ajustement tarifaire	2019	
	en M\$	en %
Baisse du coût des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage	(8,7)	-4,8%
Baisse des ventes d'outils FTSH à priori, fonctionnalisés à l'équilibrage	20,8	11,6%
Manque à gagner de l'exercice 2017 à récupérer en 2019	29,1	16,2%
Manque à gagner des exercices 2014 et 2016 à récupérer en 2018	(39,1)	-21,8%
Autres	0,8	0,5%
<b>Variation du revenu requis 2018 vs le revenu requis autorisé de 2017</b>	<b>3,0</b>	<b>1,7%</b>
Hausse des revenus d'équilibrage découlant de la hausse des volumes, principalement aux petits et moyens débits	(7,9)	-4,4%
<b>Ajustement tarifaire du service d'équilibrage</b>	<b>(4,9)</b>	<b>-2,7%</b>

Source : Pièce B-0068, p. 9.

Pour le service de transport, l'ajustement tarifaire s'explique par la réduction de l'amortissement des CFR reliés au trop-perçu/manque à gagner de 23,3 M\$.

[261] Pour le service d'équilibrage, l'ajustement tarifaire à la baisse en 2019 s'explique essentiellement par la baisse des manques à gagner à récupérer relatifs aux exercices antérieurs (-10,0 M\$), la baisse des coûts des outils de transport fonctionnalisés à

l'équilibrage (-8,7 M\$) et une hausse des revenus d'équilibrage découlant de la hausse des volumes (-7,9 M\$). La baisse des ventes d'outils FTSH *a priori* (+20,8 M\$) réduit partiellement la variation à la baisse de l'ajustement tarifaire.

**[262] La Régie demande à Énergir de déposer, pour approbation, la mise à jour de l'information relative au revenu requis et à l'ajustement tarifaire en tenant compte de la présente décision, au plus tard le 21 novembre 2018 à 12 h.**

## **7. DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION**

[263] Énergir établit les dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution à 451,8 M\$ pour l'année 2018-2019, soit une augmentation de 10,8 M\$ comparativement au montant autorisé en 2017-2018, et de 47,2 M\$ ou 11,7 % pour la période 2016-2017 à 2018-2019.

[264] Le tableau suivant présente l'évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution pour la période 2017-2019.

**TABLEAU 8**  
**ÉVOLUTION DES DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE**  
**DISTRIBUTION POUR LA PÉRIODE 2017-2019**

Dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution (en millions de \$)	2017	2018	2018	2019	Hausse (baisse)	
	année historique	année autorisée	année de base 4/8	année témoin	2019 vs 2017 historique	2019 vs 2018 autorisée
Coût du gaz perdu et autres frais de distribution	(5,1)	11,4	11,9	9,1	14,3	(2,3)
Rabais à la consommation et CASEP	1,0	1,0	1,0	1,0	-	-
Autres revenus d'exploitation	(4,1)	(3,5)	(3,6)	(3,7)	0,4	(0,2)
Charges d'exploitation	196,0	199,2	200,6	210,8	14,8	11,6
PGEÉ	21,0	3,7	3,7	3,8	(17,2)	0,2
Amortissement des immobilisations	112,3	120,6	121,2	126,7	14,4	6,1
Amortissement des actifs intangibles et CFR	13,7	44,2	41,9	36,2	22,5	(8,0)
Impôts fonciers et autres	34,9	31,6	31,8	32,8	(2,1)	1,2
Impôts présumés sur le revenu	35,0	32,7	34,0	35,1	0,1	2,4
<b>Dépenses nécessaires - service distribution</b>	<b>404,6</b>	<b>441,0</b>	<b>442,5</b>	<b>451,8</b>	<b>47,2</b>	<b>10,8</b>

Tableau établi à partir de : Pièces [B-0094](#) (dossier R-4018-2017 Phase 2), [B-0288](#) (dossier R-3987-2016) et [B-0215](#) (dossier R-4024-2017), p. 9. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

## 7.1 CHARGES D'EXPLOITATION

[265] Au cours de la période 2015-2018, les dépenses d'opération ont progressé au rythme de l'inflation, soit une moyenne de 1,45 % par année, conformément à la formule d'allégement réglementaire autorisée par la Régie. Le budget de l'année 2018-2019 constitue un retour à la méthode du coût de service pour la détermination des dépenses d'opération et des charges d'exploitation.

[266] Les charges d'exploitation 2018-2019 établies par Énergir, s'élèvent à 210,8 M\$, soit une hausse de 11,6 M\$ ou 5,8 % comparativement au montant autorisé en 2017-2018 et de 14,8 M\$ ou 7,6 % pour la période 2016-2017 à 2018-2019. Cette augmentation s'explique principalement par la croissance des dépenses liées aux salaires, aux services professionnels, aux services externes et aux droits d'utilisation.

[267] Le tableau suivant présente l'évolution des dépenses d'opération et des charges d'exploitation du service de distribution pour la période 2017-2019.

**TABLEAU 9**  
**ÉVOLUTION DES CHARGES D'EXPLOITATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION**  
**POUR LA PÉRIODE 2017-2019**

Dépenses d'opération et charges d'exploitation Service de distribution (en millions de \$)	2017	2018	2019	Hausse (baisse) en 2019	
	Historique	Projection 4/8	Année témoin	4/8 2018	2017
Salaires	135,1	142,4	147,7	5,3	12,6
Avantages sociaux	63,8	64,7	64,5	(0,1)	0,7
Services professionnels	18,8	19,3	21,6	2,3	2,8
Services externes	7,9	9,3	9,8	0,5	1,9
Droits d'utilisation	6,1	5,7	7,2	1,5	1,1
Autres dépenses d'opération	28,9	28,8	29,6	0,9	0,8
Dépenses d'opération avant capitalisation et recharge	260,6	270,1	280,5	10,3	19,8
Frais généraux imputés aux immobilisations	(17,4)	(17,3)	(17,8)	(0,5)	(0,4)
Main-d'oeuvre imputée aux immobilisations	(37,1)	(37,8)	(38,1)	(0,3)	(1,0)
Salaires et frais d'utilisation des services rechargés aux ANR	(10,9)	(10,8)	(11,1)	(0,3)	(0,2)
Autres ajustements	0,8	(3,7)	(2,6)	1,0	(3,4)
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>196,0</b>	<b>200,6</b>	<b>210,8</b>	<b>10,2</b>	<b>14,9</b>

Sources : Pièces [B-0112](#) et [B-0025](#) (dossier R-4024-2017). La Régie constate un écart de 18 000 \$ entre les pièces [B-0112](#) et [B-0243](#). Les écarts observés sont dus aux arrondis.

### *Salaires et avantages sociaux*

[268] Le Distributeur explique l'augmentation des salaires de 5,3 M\$ entre l'année témoin 2019 et la prévision 4/8 2018 par les éléments suivants :

- Inflation des salaires (2,7 %) 3,9 M\$
- Réduction temps supplémentaire (sans inflation) (1,1) M\$
- Chevauchement de postes – départs à la retraite 1,1 M\$
- Nouvelle structure en technologie de l'information 1,4 M\$

[269] La rubrique « Avantages sociaux » inclut, entre autres, la charge liée aux régimes de retraite et assurances collectives. Au tableau de la pièce B-0078<sup>83</sup>, Énergir établit cette charge à 27,4 M\$ avant l'effet de la capitalisation. L'information relative à la capitalisation est présentée à la pièce B-0050<sup>84</sup>.

<sup>83</sup> Pièce [B-0078](#), p. 2.

<sup>84</sup> Pièce [B-0050](#), annexe A.

[270] En fonction du balisage sur la rémunération directe, Énergir indique qu'elle se situe en milieu de peloton des entreprises balisées. L'écart de la rémunération directe d'Énergir par rapport à la médiane de son marché de référence est de 3,8 %, tous groupes d'employés confondus. Cet écart la situe dans une zone de compétitivité.

[271] Questionnée à cet égard en audience par l'UMQ, le Distributeur mentionne :

*« On sait aussi qu'évidemment, le marché de l'emploi, actuellement, est hautement compétitif et on n'a pas de raison de croire que de sortir de cette place-là nous placerait dans une position favorable, au contraire. On demeure convaincu que pour attirer les bonnes ressources, et aussi garder nos bonnes ressources qui, encore une fois, nous sommes rendus dans des activités où nos emplois sont très spécialisés où la formation est très importante, donc retenir nos ressources, ça reste fondamental pour nous »<sup>85</sup>.*

### ***Dépenses d'opération autres que les salaires et avantages sociaux***

[272] Pour la période 2017-2019, l'augmentation des charges d'exploitation autres que les salaires et avantages sociaux s'explique principalement par les services professionnels, les services externes et les droits d'utilisation. Pour les services professionnels, le Distributeur explique la croissance, entre autres, par les besoins du secteur des technologies de l'information et par sa campagne de positionnement auprès des citoyens.

### ***Position des intervenants***

[273] La FCEI recommande que la croissance des dépenses d'opération demandée par Énergir soit réduite de 3,9 M\$ afin de la limiter à environ 3 % par rapport à la prévision 4/8 2018.

[274] L'intervenante est d'avis que le bien-fondé de l'inflation liée aux salaires et le besoin découlant d'un chevauchement de postes ne sont pas bien démontrés. De plus, elle souligne que certains des besoins exprimés par Énergir quant aux ressources en technologie de l'information sont relativement flous. À cet égard, une partie de l'apport

---

<sup>85</sup> Pièce [A-0052](#), p. 93.

de ressources additionnelles semble davantage découler du balisage que de l'identification de besoins précis et opérationnalisables à brève échéance.

[275] En ce qui trait aux dépenses pour les services professionnels, la FCEI dit comprendre les besoins d'Énergir de faire connaître sa nouvelle identité. Elle est cependant d'avis que le Distributeur doit le faire à l'intérieur des ressources prévues pour l'année 2018.

[276] L'UMQ considère qu'Énergir n'a pas démontré de raisons exceptionnelles pour justifier une augmentation des dépenses d'opération de 5,1 % par rapport à la prévision 4/8 2018. Elle est d'avis que la nécessité d'ajouter des ressources au secteur des technologies de l'information peut être le reflet d'une série de décisions passées qui auraient favorisé d'autres fonctions et activités. L'UMQ recommande d'autoriser une hausse des dépenses d'exploitation équivalente à l'inflation pour l'année tarifaire 2018-2019.

### *Opinion de la Régie*

[277] En ce qui a trait à la rémunération directe, la Régie juge que le positionnement du Distributeur à l'intérieur de la zone de compétitivité est raisonnable, compte tenu du marché de l'emploi actuel et du niveau de spécialisation des emplois requis pour les activités de distribution de gaz naturel.

[278] Cette même spécialisation des emplois constitue une justification valable pour les chevauchements de postes requis lors des départs à la retraite.

[279] La Régie juge que les justifications présentées par le Distributeur au soutien de l'ajout de ressources au secteur des technologies de l'information, combinées aux résultats du balisage, sont satisfaisantes.

[280] La Régie note que la hausse de 5,1 M\$ des dépenses d'opération, autres que les salaires et avantages sociaux, est principalement liée au secteur des technologies de l'information, dont plus de la moitié se retrouve au niveau des services professionnels et des droits d'utilisation. Compte tenu de la preuve présentée et à la suite de la présentation des résultats du balisage de ce secteur, la Régie reconnaît le besoin de hausser les dépenses d'opération pour ce secteur.



[281] **Conséquemment et compte tenu de la disposition de la présente décision décrite au paragraphe 51 portant sur la présentation du coût des autres composantes des ASF séparément des dépenses d'opération, la Régie établit les charges d'exploitation à 213 100 000 \$ pour l'année tarifaire 2018-2019.**

[282] Par ailleurs, la Régie est d'avis qu'une présentation complète de l'information relative aux ASF permet d'en faciliter la compréhension et d'assurer une meilleure transparence.

[283] **La Régie demande à Énergir, à compter du prochain dossier tarifaire, d'ajouter au tableau de la page 2 de la pièce B-0078 portant sur les ASF<sup>86</sup> l'information relative à la capitalisation aux actifs du coût des services rendus afin d'établir le coût des ASF, net de l'effet de la capitalisation.**

[284] **Également, la Régie demande à Énergir de concilier le coût des ASF, net de l'effet de la capitalisation, avec les montants présentés à la page 2 de la pièce B-0112 portant sur les dépenses d'opération<sup>87</sup>.** Cette conciliation devrait permettre l'identification des montants relatifs aux salaires ainsi qu'aux avantages sociaux avant capitalisation, des montants capitalisés liés à chacune de ces catégories ainsi que les autres catégories de coûts pertinents.

### **7.1.1 BALISAGE DES DÉPENSES D'OPÉRATION**

[285] En suivi des décisions D-2015-181, D-2016-191 et D-2017-094<sup>88</sup>, Énergir dépose les résultats des balisages portant sur la rémunération directe, l'exploitation du réseau, le service à la clientèle, la gestion de la flotte des véhicules, l'approvisionnement en biens et services et la gestion de l'information.

---

<sup>86</sup> Pièce [B-0078](#), p. 2.

<sup>87</sup> Pièce [B-0112](#), p. 2.

<sup>88</sup> Voir dossiers R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-181](#), p. 106, par. 384 à 386, R-3970-2016, décision [D-2016-191](#), p. 44, par. 172 à 187, et dossier R-3987-2016 Phase 2, décision [D-2017-094](#), p. 82, par. 268.

[286] Pour les balisages déposés, Énergir présente, entre autres, les informations suivantes :

- la firme ayant réalisé le balisage;
- la méthodologie utilisée;
- les résultats du balisage;
- le positionnement du secteur par rapport au groupe de référence;
- un ou des exemples d'action et de suivi qu'elle entend mettre en œuvre.

[287] En suivi de la décision D-2018-049<sup>89</sup>, Énergir dépose également le pourcentage des coûts du secteur « Exploitation » couvert par le rapport de performance, ainsi qu'un suivi quant à son intention de présenter les conclusions d'un expert indépendant sur la productivité de ses activités d'exploitation.

[288] Concernant le balisage du secteur « Exploitation », l'UMQ mentionne l'absence d'une référence de marché afin de situer la performance du Distributeur par rapport à ce marché. Elle considère qu'Énergir n'a pas porté sa recherche d'une option à un balisage en bonne et due forme plus loin qu'à une invitation à un fournisseur. L'UMQ recommande à la Régie de rejeter la réponse du Distributeur et d'obliger ce dernier à relancer le processus de balisage pour son secteur « Exploitation ».

[289] Dans sa décision D-2016-191, compte tenu des informations pertinentes que pourrait procurer un balisage interne, la Régie prenait acte du balisage interne proposé par Énergir pour le secteur « Exploitation ». Elle lui demandait également d'accompagner ce balisage interne de renseignements portant entre autres sur la méthodologie et les données utilisées.

[290] La Régie constate que le balisage interne présenté par Énergir répond de façon satisfaisante aux demandes formulées dans la décision D-2016-191.

**[291] La Régie prend acte des résultats des balisages réalisés pour les secteurs « Rémunération directe », « Exploitation du réseau », « Service à la clientèle », « Gestion de la flotte des véhicules », « Approvisionnement biens et services » et**

---

<sup>89</sup> [Page 8](#), par. 22.

**« Gestion de l'information », ainsi que des informations déposées en suivi de la décision D-2018-049, et s'en déclare satisfaite.**

[292] Toutefois, la Régie constate que le Distributeur ne présente aucune action, ni aucun suivi ou objectif précis qu'il entend mettre en œuvre à la suite du balisage interne de son secteur « Exploitation », afin d'améliorer la performance du secteur.

[293] **La Régie demande à Énergir de déposer, au prochain dossier tarifaire, les actions et les suivis qu'elle entend prendre à la suite du balisage interne du secteur « Exploitation », ainsi que les résultats escomptés.**

[294] **Également, la Régie demande à Énergir de déposer une étude de balisage concernant la rémunération globale (rémunération directe et avantages sociaux) de ses groupes d'emploi, au plus tard dans cinq ans, ces dépenses représentant une portion importante des dépenses d'exploitation du Distributeur.**

## **7.2 AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS**

[295] Pour l'amortissement des immobilisations du service de distribution, Énergir prévoit un montant de 126,7 M\$ en 2018-2019, soit une hausse de 6,1 M\$ ou 5,1 % comparativement au montant prévu en 2017-2018. Cette augmentation découle principalement des additions nettes reliées aux immobilisations en 2018-2019.

## **7.3 AMORTISSEMENT DES ACTIFS INTANGIBLES ET DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS**

[296] Pour l'amortissement des actifs intangibles et des CFR, Énergir explique la baisse en 2018-2019 par la variation des soldes nets des CFR relatifs aux trop-perçus constatés lors des exercices 2015-2016 et 2016-2017 (-13,8 M\$) et la variation des soldes nets des comptes liés à la stabilisation tarifaire relative à la température et au vent (-8,2 M\$). Ces baisses sont partiellement réduites par l'augmentation de l'amortissement des coûts relatifs au développement informatique (+14,3 M\$), dont une partie est reliée à la disposition d'une portion du CFR relatif au projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers (le Projet).

[297] Considérant la disposition prévue aux paragraphes 358 et 359 de la présente décision portant sur la quote-part payable à TEQ, la Régie estime que l'amortissement des actifs intangibles et des CFR pour 2018-2019 sera comparable au montant autorisé pour 2017-2018.

#### **7.4 IMPÔTS FONCIERS ET AUTRES**

[298] À l'égard des impôts fonciers et autres, la hausse de 1,2 M\$ en 2018-2019, comparativement à 2017-2018, s'explique principalement par une hausse de la taxe sur le réseau de 0,9 M\$.

#### **7.5 COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICES LONG TERME**

[299] En suivi de la décision D-2018-096<sup>90</sup> portant sur le rapport annuel 2017, Énergir dépose les éléments requis aux fins de l'examen du changement à la méthodologie de détermination des coûts marginaux de prestation de services long terme (CMPSLT) pour les rubriques « Saisie d'un nouveau contrat – comptes majeurs » et « Maintien de la clientèle – comptes majeurs ». Le changement proposé par le Distributeur consiste en l'ajout d'un facteur de pondération pour ces deux rubriques.

[300] Le Distributeur présente également les CMPSLT mis à jour afin de considérer l'ajout d'un facteur de pondération, de même que les données disponibles au moment du dépôt du dossier portant sur le rapport annuel 2017.

[301] Énergir justifie le changement à la méthodologie par le fait que la totalité du coût supplémentaire lié à un compte majeur est actuellement incluse aux calculs des rubriques « Saisie d'un nouveau contrat – comptes majeurs » et « Maintien de la clientèle – comptes majeurs », bien que ce type de client ne représente qu'une portion du marché CII. Le Distributeur estime qu'un facteur de pondération de 13 % permet de refléter adéquatement cette réalité.

---

<sup>90</sup> [Page 56](#), par. 205.

[302] La Régie juge suffisante les explications fournies par le Distributeur au soutien du changement de méthodologie proposée. Elle est d'avis que l'ajout d'un facteur de pondération permet de refléter le juste coût de ces deux rubriques.

[303] **La Régie prend acte du suivi d'Énergir requis par la décision D-2018-096, et s'en déclare satisfaite.**

[304] **Conséquemment, la Régie autorise l'ajout d'un facteur de pondération pour déterminer le CMPSLT des rubriques « Saisie d'un nouveau contrat – comptes majeurs » et « Maintien de la clientèle – comptes majeurs ».**

[305] **La Régie fixe comme suit les CMPSLT pour les extensions du réseau et les ajouts de charges et permet leur application à compter de l'année financière 2018-2019 :**

**TABLEAU 10**  
**COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICES LONG TERME**  
**EXTENSION DE RÉSEAU**

RUBRIQUE	Résidentielle		CII		VGE	
	Année 1	Année 2 et +	Année 1	Année 2 et +	Année 1	Année 2 et +
Envoi de la lettre de confirmation d'abonnement	0,92 \$	0,09 \$	0,92 \$	0,09 \$	0,92 \$	- \$
Enquête de crédit faite à l'interne	- \$	- \$	23,42 \$	2,34 \$	23,42 \$	- \$
Saisie d'un nouveau contrat	26,68 \$	2,67 \$	30,64 \$	3,06 \$	39,69 \$	- \$
Saisie d'un nouveau contrat - comptes majeurs	- \$	- \$	8,87 \$	- \$	- \$	- \$
Ouverture d'un dossier de facturation	6,64 \$	0,66 \$	6,64 \$	0,66 \$	6,64 \$	- \$
Envoi d'une facture	7,79 \$	7,79 \$	7,79 \$	7,79 \$	7,79 \$	7,79 \$
Encaissement d'un paiement	0,83 \$	0,83 \$	1,47 \$	1,47 \$	1,02 \$	1,02 \$
Traitement d'un appel client standard	13,48 \$	13,48 \$	13,48 \$	13,48 \$	- \$	- \$
Relève de compteur	6,49 \$	6,49 \$	6,49 \$	6,49 \$	6,49 \$	6,49 \$
Mauvaises créances	2,83 \$	2,83 \$	13,75 \$	13,75 \$	289,43 \$	289,43 \$
Recouvrement et perception	5,08 \$	5,08 \$	24,14 \$	24,14 \$	- \$	- \$
Entretien préventif - branchement	13,50 \$	13,50 \$	13,50 \$	13,50 \$	13,50 \$	13,50 \$
Entretien correctif - branchement	17,67 \$	17,67 \$	17,67 \$	17,67 \$	17,67 \$	17,67 \$
Traitement de la demande PRC	20,10 \$	- \$	21,92 \$	- \$	- \$	- \$
Total Compteurs, Mesurage et Télémétrie	3,76 \$	3,76 \$	14,61 \$	14,61 \$	476,00 \$	476,00 \$
Maintien de la clientèle - comptes majeurs	- \$	- \$	11,65 \$	11,65 \$	- \$	- \$
Maintien de la clientèle - VGE	- \$	- \$	- \$	- \$	1 687,55 \$	1 687,55 \$
Gestion des contrats d'approvisionnement	1,73 \$	1,73 \$	28,92 \$	28,92 \$	90,99 \$	90,99 \$
<b>TOTAL</b>	<b>127,50 \$</b>	<b>76,58 \$</b>	<b>245,88 \$</b>	<b>159,62 \$</b>	<b>2 661,11 \$</b>	<b>2 590,44 \$</b>

  

Entretien préventif - Conduites	0,25 \$/m	0,25 \$/m	0,25 \$/m
Entretien correctif - Conduites	0,41 \$/m	0,41 \$/m	0,41 \$/m
<b>Total</b>	<b>0,66 \$/m</b>	<b>0,66 \$/m</b>	<b>0,66 \$/m</b>

Tableau établi à partir de la pièce [B-0244](#), p. 1 à 3, annexe 1.

**TABLEAU 11**  
**COÛTS MARGINAUX DE PRESTATION DE SERVICES LONG TERME**  
**AJOUTS DE CHARGE**

	Année 1	Année 2 et subséquentes
<b>Résidentielle</b>	<b>46,78 \$</b>	-
- saisie d'un nouveau contrat	26,68 \$	-
- traitement d'une demande de PRC	20,10 \$	-
<b>CII</b>	<b>75,98 \$</b>	-
- saisie d'un nouveau contrat	30,64 \$	-
- traitement d'une demande de PRC	21,92 \$	-
- enquête de crédit fait à l'interne	23,42 \$	-
<b>VGE</b>	<b>68,30 \$</b>	<b>5,19 \$</b>
- saisie d'un nouveau contrat	39,69 \$	-
- traitement d'une demande de PRC	23,42 \$	-
- ajout de ligne cellulaire pour passage à la téléométrie	5,19 \$	5,19 \$

Tableau établi à partir de la pièce [B-0244](#), annexe 2.

## 8. DÉVELOPPEMENT DES VENTES

### 8.1 PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE

[306] Énergir demande à la Régie de reconduire le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie pour la période se terminant le 30 septembre 2019.

[307] Ce programme offre une réduction aux clients lors d'une situation concurrentielle défavorable pour le gaz naturel afin de prévenir une perte de volumes et de revenus et de prémunir l'ensemble de la clientèle contre des hausses tarifaires qui en résulteraient.

[308] Pour l'année 2017-2018, Énergir indique qu'aucun rabais n'a été consenti pour préserver des volumes de gaz naturel par rapport au mazout. Pour l'année 2018-2019, elle estime que la situation concurrentielle par rapport au mazout sera encore à l'avantage du

gaz naturel et ne prévoit aucun rabais dans le cadre du programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie.

[309] Le ROÉÉ est d'avis que ce programme n'a plus sa raison d'être et qu'il devrait être éliminé, puisqu'il n'a préservé aucun volume de mazout équivalent depuis 2007. Il mentionne également que le programme n'a permis de conserver que des volumes de gaz naturel très modestes au cours des dernières années et que les résultats pour 2017, les engagements pour 2018 ainsi que les prévisions pour 2019 sont nuls.

[310] En réponse aux arguments invoqués par le ROÉÉ, Énergir indique qu'elle est en mesure de convertir encore beaucoup de clients qui utilisent le mazout et que le tarif biénergie est toujours offert par des distributeurs d'électricité autres qu'Hydro-Québec.

[311] Dans un contexte d'allégement réglementaire, le Distributeur considère qu'il est plus efficient de demander à la Régie de reconduire le programme annuellement plutôt que de l'abolir et devoir rebâtir un nouveau programme, d'autant plus qu'il n'y a aucun coût à le maintenir.

[312] La Régie est d'avis que le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie est toujours potentiellement bénéfique pour la clientèle. De plus, son maintien n'engendre aucun coût.

**[313] La Régie reconduit le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie, jusqu'au 30 septembre 2019.**

## **8.2 PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES VENTES 2018-2019**

[314] Énergir dépose son plan de développement 2018-2019 et présente, entre autres, les volumes de ventes additionnels, le coût prévu des investissements pour les réaliser ainsi qu'une projection des subventions venant des programmes commerciaux. Pour la période de l'an 0 à l'an 5, Énergir établit le coût total prévu des investissements en immobilisations corporelles à 59,2 M\$<sup>91</sup>.

---

<sup>91</sup> Pièce [B-0043](#).

[315] Le Distributeur présente également une conciliation des projets d'investissement prévus dans le cadre de ses plans de développement, avec les additions à la base de tarification. Pour le plan de développement 2018-2019, Énergir prévoit que des projets totalisant 33,8 M\$ seront réalisés et ajoutés à la base de tarification en 2018-2019<sup>92</sup>.

[316] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir dépose également les fichiers Excel permettant d'établir la rentabilité du plan de développement. À cet égard, elle précise que le modèle d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau tenant compte de l'ensemble des paramètres établis par la décision D-2018-080 sera déposé à partir du dossier tarifaire 2019-2020<sup>93</sup>.

[317] La Régie constate que les taux de rendement interne (TRI) des investissements prévus de l'an 0 à l'an 5 s'élèvent à 9,74 %, 16,11 % et 211,36 % respectivement pour les marchés résidentiel, affaires et grandes entreprises. Au global, la rentabilité du plan de développement est supérieure au coût en capital prospectif et s'établit à 13,99 % pour l'année 2018-2019.

**[318] La Régie prend acte de la rentabilité du plan de développement 2018-2019 d'Énergir et de son intention de déposer le modèle d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension lors du prochain dossier tarifaire.**

## **8.3 PROGRAMMES COMMERCIAUX**

### **8.3.1 PROGRAMME DE RABAIS À LA CONSOMMATION POUR LES AÉROTHERMES**

[319] Dans le dossier tarifaire 2014, considérant que l'aérotherme ne présentait pas de surcoût, Énergir proposait de déployer les nouvelles aides financières sur une période de transition de deux ans, jusqu'à la fin de l'année 2017. Cependant, dans le dossier R-4024-2017 portant sur le rapport annuel 2017, Énergir informait la Régie de son intention de réaliser une étude sur l'opportunité de mettre à jour les surcoûts, et le cas échéant, de revoir les grilles d'aides financières spécifiques à l'aérotherme. Énergir informait également la Régie qu'elle entendait maintenir l'aide financière pour cet appareil jusqu'à l'obtention des résultats et du dépôt de la preuve au dossier tarifaire 2018-2019.

---

<sup>92</sup> Pièce [B-0074](#).

<sup>93</sup> Pièce [B-0160](#), réponse 20.1.



[320] Énergir a mandaté la firme de sondage Dialogs afin de valider auprès de la force de vente externe les paramètres d'installation des aérothermes à gaz naturel dans un contexte de conversion et de nouvelle construction. Les informations recueillies ont été soumises à la firme Econoler afin de mettre à jour le modèle d'attribution de l'aide financière du programme de rabais à la consommation (PRC) et ainsi déterminer les nouveaux coûts des aérothermes électriques et à gaz naturel. Les surcoûts obtenus par Econoler ont permis à Énergir de déterminer l'aide financière de l'aérotherme, conformément au modèle d'attribution déposé au dossier tarifaire 2016.

[321] Dans un contexte de nouvelle construction, étant donné que les économies annuelles observées réduisent considérablement la période de retour sur investissement (PRI) et la rendent inférieure à celle visée par le programme, Énergir indique qu'elle ne peut octroyer d'aide financière. Elle a donc suspendu cette aide à partir du 2 février 2018.

[322] Dans un contexte de conversion, Énergir informe la Régie qu'elle standardisera l'aide financière à 500 \$ pour tous les paliers de consommation inférieurs à 16 000 m<sup>3</sup>. Pour les volumes supérieurs, comme les projets sont jugés rentables du point de vue client étant donné que la période de retour sur l'investissement se retrouve au-dessous du seuil visé de deux ans<sup>94</sup>, l'aide financière n'est pas nécessaire.

**[323] La Régie approuve les modifications apportées à l'aide financière versée en vertu du Programme de rabais à la consommation pour les aérothermes.**

### **8.3.2 MODIFICATIONS AU TEXTE DU PROGRAMME DE RABAIS À LA CONSOMMATION ET DU PROGRAMME DE RÉTENTION DE LA CLIENTÈLE PAR VOIE DE RABAIS À LA CONSOMMATION**

[324] Énergir propose de modifier les textes du PRC et du Programme de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation (PRRC) de façon à ce que l'approche de masse, utilisée actuellement pour établir l'aide financière des clients consommant moins de 75 000 m<sup>3</sup> de gaz naturel, soit élargie aux clients consommant jusqu'à 125 000 m<sup>3</sup>. Cette proposition implique l'exclusion de la réclamation d'une obligation minimale annuelle (OMA) pour les clients consommant entre 75 000 m<sup>3</sup> et 125 000 m<sup>3</sup>. Le texte

---

<sup>94</sup> Pièces [B-0044](#), p. 3 à 4 et 8 à 10.

proposé pour l'article 2.4.10 du PRC et celui de l'article 2.4.8 du PRRC se lisent comme suit :

*« Dans le cas d'un client ayant conclu un volume annuel de consommation inférieur à 125 000 m<sup>3</sup>, le client n'a pas à s'engager contractuellement à consommer du gaz naturel pour être éligible au PRC (PRRC) et n'a pas à souscrire à une OMA – programme commercial ».*

[325] Selon Énergir, l'élargissement proposé est notamment appuyé par le fait que les clients consommant entre 75 000 m<sup>3</sup> et 125 000 m<sup>3</sup> :

- Utilisent des applications ne présentant pas un niveau de complexité élevé pour les appareils installés et ressemblant à des cas couverts par l'approche de masse.
- Bénéficient du même tarif que celui des clients consommant moins de 75 000 m<sup>3</sup>.
- Ont, généralement, une première interaction avec un partenaire certifié en gaz naturel (PCGN), mais doivent attendre la validation des représentants d'Énergir. Le retrait d'une tierce partie dans le processus de vente permettrait d'améliorer l'efficacité du PCGN ainsi que l'expérience client. Le transfert de certaines tâches des représentants d'Énergir vers les PCGN lui permettrait d'allouer du temps à d'autres tâches à plus haute valeur ajoutée.
- Sont peu nombreux, soit une cinquantaine de clients par année au cours des cinq dernières années. De ce nombre, environ une dizaine par année ont reçu des aides financières couvertes par des OMA – programme commercial et seulement quatre ne l'ont pas respectée. Le manque à gagner, s'il n'avait pas été couvert par leur OMA – programme commercial, aurait ainsi été d'environ 25 000 \$, soit ± 3 % des revenus engagés de toutes les ventes de 75 000 à 125 000 m<sup>3</sup>.

[326] Enfin, l'élargissement proposé représente un risque minime pour Énergir, puisqu'il est lié seulement aux ventes recevant de l'aide financière qui ne respecteraient pas les volumes pour lesquels ils se sont engagés<sup>95</sup>.

**[327] Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie approuve les modifications proposées au texte du Programme de rabais à la consommation et du Programme de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation.**

---

<sup>95</sup> Pièce [B-0044](#), p. 11 à 13.

## 9. INVESTISSEMENTS

### 9.1 STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS

[328] Énergir présente les objectifs visés par la Stratégie de gestion des actifs (la Stratégie) ainsi qu'une description sommaire de son fonctionnement, dont l'ajout de trois nouveaux processus, afin de rendre davantage opérationnel et fluide le volet de la capacité des réseaux de transmission<sup>96</sup>.

[329] Le Distributeur présente également le plan pluriannuel des coûts anticipés des investissements pour les prochaines années qui découlent de la Stratégie, ainsi que la définition de chaque catégorie d'investissement, la description des projets et des commentaires explicatifs.

[330] Pour l'année 2018-2019, Énergir prévoit des investissements de 47,3 M\$ liés à la Stratégie. Le tableau suivant présente l'évolution des investissements prévus pour la période 2017-2022.

---

<sup>96</sup> Pièce [B-0069](#).

**TABLEAU 12**  
**STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS - COÛTS D'INVESTISSEMENTS ANTICIPÉS**  
**POUR LA PÉRIODE 2018-2023**

<b>Stratégie de gestion des actifs</b>						
<b>Catégorie d'investissements (M\$)</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Risques	12,6	<b>10,8</b>	12,0	14,2	14,4	14,6
Respect des exigences	18,5	<b>12,6</b>	14,9	15,1	16,8	17,1
Enjeux clients - capacité hydraulique	0,1	<b>0,1</b>	0,5	0,5	0,5	0,5
Amélioration des actifs	20,9	<b>21,0</b>	25,2	25,6	25,9	26,3
Renforcement du réseau de transmission	7,1	<b>2,8</b>	11,5	-	6,7	1,7
Total pour 2019-2023		<b>47,3</b>	64,1	55,4	64,3	60,2
Total présenté au dossier R-3987-2016	59,2	66,8	87,2	60,0	67,2	

*Tableau établi à partir de la pièce [B-0069](#), p. 18, et de la décision [D-2017-094](#) (dossier R-3987-2016 Phase 2), p. 86. Les écarts observés sont dus aux arrondis.*

[331] La catégorie « Risques » regroupe des projets requis à la suite de situations représentant des risques qui se situent au-delà du seuil de tolérance par rapport aux valeurs d'affaires d'Énergir.

[332] La catégorie « Respect des exigences » regroupe les projets requis afin de répondre aux normes internes d'Énergir, aux engagements pris auprès de tiers, ou encore, de se conformer à la réglementation ou à des changements de normes externes.

[333] La catégorie « Enjeux clients – Capacité hydraulique » regroupe les projets requis pour maintenir la pression minimale dans le réseau afin d'assurer la desserte de la clientèle existante d'Énergir.

[334] La catégorie « Amélioration des actifs » regroupe les projets requis pour assurer la pérennité des infrastructures ou pour permettre l'implantation de nouvelles technologies. Ces projets sont issus principalement des correctifs requis dans le cadre d'entretien préventif ainsi que des réparations urgentes à la suite de fuites.

[335] La catégorie « Renforcement du réseau de transmission » regroupe les projets qui visent à accroître la capacité et la flexibilité opérationnelle du réseau de transmission d'Énergir.

**[336] La Régie prend acte des coûts des investissements anticipés dans le cadre de la Stratégie de gestion des actifs pour la période 2019-2023.**

### *Conduites de gaz naturel traversant un égout*

[337] Selon l'UMQ, la question des croisements d'égouts demeure un facteur de risque qui est sous-estimé. Elle souligne qu'aucun plan proactif n'existe chez le Distributeur, ce dernier se résignant à corriger au fur et à mesure les problèmes lorsqu'ils sont signalés. L'intervenante indique qu'il serait raisonnable d'exiger que le Distributeur consacre au minimum 100 000 \$, moins les sommes réellement engagées en travaux correctifs, à un programme de détection des risques liés aux croisements d'égouts.

[338] La Régie note qu'aucun nouvel élément n'est soumis au présent dossier quant à la question des croisements d'égouts. La Régie réitère ses conclusions énoncées dans sa décision D-2014-077<sup>97</sup>, à savoir que cette question relève de la gestion interne d'Énergir, qui se doit de respecter la réglementation concernée, notamment celle de la Régie du bâtiment.

## **9.2 PLANIFICATION DES INVESTISSEMENTS À L'HORIZON 2023**

[339] Conformément à la décision D-2015-181, Énergir présente les investissements prévus à l'horizon 2023.

---

<sup>97</sup> [Page 98](#), par. 397.

**TABLEAU 13**  
**SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS À L'HORIZON 2023**

Sommaire des investissements (M\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Projets découlant de la Stratégie de gestion des actifs	59,2	<b>47,3</b>	64,1	55,4	64,3	60,2
Projets découlant des Plans de développement des ventes	63,5	<b>65,1</b>	64,2	63,6	66,9	65,7
Projets de renforcement du réseau de distribution	1,2	<b>2,4</b>	2,4	2,4	2,4	2,4
Projets majeurs en développement de réseau	0,8	<b>13,7</b>	0,6	0,2	-	-
Inflation (Projet Malarctic pour 2018)	1,2	-	1,2	2,0	3,2	4,2
Total des investissements prévus pour 2019-2023		<b>128,5</b>	132,5	123,6	136,8	132,5
Total présenté au dossier R-3987-2016	125,9	130,5	152,2	126,2	134,5	

Tableau établi à partir de la pièce [B-0069](#), p. 16 et 18, et de la décision [D-2017-094](#) (dossier R-3987-2016 Phase 2), p. 88.

[340] **La Régie prend acte des coûts d'investissement prévus à l'horizon 2023.**

### 9.3 PROJETS D'ACQUISITION OU DE CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS DE MOINS DE 1,5 M\$

[341] Énergir demande à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 1,5 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application. Au présent dossier, ces projets sont représentés par les additions à la base de tarification, pour lesquelles Énergir demande également une autorisation.

[342] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir présente l'impact tarifaire pour l'année 2018-2019 lié aux projets d'acquisition ou de construction d'immeubles, ou d'actifs de moins de 1,5 M\$. Elle précise que les calculs n'incluent pas les revenus futurs anticipés des nouvelles ventes associées aux investissements en développement du réseau. L'adéquation entre les revenus futurs anticipés des plans de développement antérieurs avec la cause tarifaire est un exercice complexe, mais ces revenus auraient un impact tarifaire à la baisse qui viendrait réduire l'impact sur les tarifs 2018-2019<sup>98</sup>.

<sup>98</sup> Pièce [B-0210](#), réponse 32.1.

[343] **Considérant la preuve au présent dossier et les motifs invoqués par Énergir, la Régie autorise les projets d’acquisition ou de construction d’immeubles, ou d’actifs de moins de 1,5 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise, en vertu de l’article 73 de la Loi, et de son règlement d’application.**

## 10. BASE DE TARIFICATION

### 10.1 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION

[344] Énergir demande à la Régie d’approuver les additions à la base de tarification pour les projets d’investissement dont le coût individuel est inférieur à 1,5 M\$, au montant total prévu de 183,5 M\$. Il s’agit d’une augmentation de 8,5 % comparativement aux additions réalisées en 2016-2017 de 169,2 M\$ et de 4,6 % comparativement aux additions autorisées pour 2017-2018 de 175,4 M\$.

[345] Le tableau suivant présente l’évolution des additions à la base de tarification pour la période 2017-2019.

**TABLEAU 14**  
**ÉVOLUTION DES ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR LA PÉRIODE**  
**2017-2019**

Additions à la base de tarification	2017		2018		2018			2019		
	année historique		année autorisée		année de base (4/8)			année témoin		
<i>En millions de dollars</i>	< 1,5 M\$	total	< 1,5 M\$	total	< 1,5 M\$	≥ 1,5 M\$	total	< 1,5 M\$	≥ 1,5 M\$	total
Immobilisations corporelles nettes	147,3	182,0	153,6	165,0	161,5	17,2	178,7	158,3	0,7	159,0
Développements informatiques	7,5	14,5	7,7	7,7	13,4	0,7	14,1	12,0	1,9	13,9
Programmes commerciaux	14,4	15,1	14,1	14,5	14,5	0,4	14,9	13,2	0,4	13,6
Intégration de projets hors base dans le solde d’ouverture	-	37,9	-	7,7	-	9,0	9,0	0,0	11,8	11,8
<b>Total</b>	<b>169,2</b>	<b>249,6</b>	<b>175,4</b>	<b>195,0</b>	<b>189,4</b>	<b>27,2</b>	<b>216,6</b>	<b>183,5</b>	<b>14,8</b>	<b>198,3</b>

Sources : Pièces B-0072, p. 2, et B-0036 (dossier R-4024-2017), p. 1. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[346] En considérant également les projets d’investissement dont le coût individuel est égal ou supérieur à 1,5 M\$, Énergir prévoit des additions à la base de tarification totalisant 198,3 M\$ en 2018-2019. Comparativement aux additions autorisées de

l'année 2017-2018, les additions prévues en 2018-2019 présentent une augmentation de 3,3 M\$ ou 1,7 %.

### *Additions en immobilisations corporelles*

[347] Énergir prévoit des additions en immobilisations corporelles nettes totalisant 159,0 M\$ pour l'année 2018-2019, dont un montant de 158,3 M\$ est soumis pour approbation par la Régie. Les investissements prévus découlent principalement de la planification pluriannuelle des investissements. De plus, le Distributeur prévoit des coûts d'investissement pour les installations générales et les frais généraux capitalisés, réduits par les programmes commerciaux et les subventions gouvernementales.

**TABLEAU 15**  
**ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION EN IMMOBILISATIONS CORPORELLES**  
**POUR LA PÉRIODE 2017-2019**

Additions à la base de tarification	2017		2018			2019		
	année historique		année autorisée			année témoin		
En millions de dollars	< 1,5 M\$	total	< 1,5 M\$	≥ 1,5 M\$	total	< 1,5 M\$	≥ 1,5 M\$	total
Développement du réseau	51,1	71,4	50,1	0,5	50,6	54,2	0,7	54,9
Améliorations du réseau	54,5	49,6	60,4	1,2	61,6	56,4	-	56,4
Réseau de transmission	2,4	42,3	2,3	9,4	11,8	3,3	-	3,3
Entreposage	0,8	0,8	2,4	-	2,4	3,0	-	3,0
Installations générales	22,6	22,6	22,9	-	22,9	22,9	-	22,9
Frais généraux capitalisés	14,9	16,8	14,3	0,5	14,8	17,3	0,1	17,3
Autres	0,9	0,9	1,1		1,1	1,1	-	1,1
Subventions gouvernementales		(22,5)	-	(0,0)	(0,0)	-	-	-
Immobilisations corporelles nettes	147,3	182,0	153,6	11,5	165,0	158,3	0,7	159,0

Source : Pièces [B-0072](#) et [B-0036](#) (dossier R-4024-2017). Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[348] Les additions à la base de tarification pour le développement du réseau tiennent compte de certains projets prévus aux plans annuels de développement des années antérieures et qui seront réalisés au courant de la prochaine année, ainsi qu'une partie des projets prévus au plan de développement 2018, présenté au présent dossier<sup>99</sup>.

<sup>99</sup> Pièce [B-0074](#).



[349] Comparativement à l'année autorisée 2018, la diminution globale prévue en 2019 s'explique principalement par la fin du projet visant l'amélioration et le renforcement du réseau de transmission du Saguenay, compensée par une hausse des coûts pour les projets dont le coût individuel est inférieur à 1,5 M\$. Cette hausse est expliquée par un nombre de branchements supérieur dans les marchés affaires et résidentiels ainsi que par une actualisation des besoins en renforcement du réseau<sup>100</sup>.

[350] Les additions à la base de tarification pour l'amélioration du réseau et le réseau de transmission comprennent les projets identifiés dans la Stratégie, les coûts liés aux activités de mesurage et aux frais fixes des entrepreneurs, ainsi que quelques autres éléments de conciliation.

[351] Comparativement à l'année 2018, la diminution prévue en 2019 s'explique principalement par le projet lié au réseau de transmission du Saguenay, dont les derniers investissements ont eu lieu en 2018.

**[352] La Régie approuve un montant de 183,5 M\$ en 2019 pour les additions à la base de tarification liées aux projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur à 1,5 M\$.**

## 10.2 BASE DE TARIFICATION

[353] Pour l'année témoin 2019, Énergir demande à la Régie d'établir la base de tarification au montant de 2 154,5 M\$. Il s'agit d'une croissance de 36,5 M\$ ou 1,7 % par rapport au montant autorisé en 2018. Comparée aux données réelles pour l'année 2017, la hausse s'élève à 100,9 M\$ ou 4,9 % sur deux ans.

---

<sup>100</sup> Pièce [B-0072](#), p. 4.

**TABLEAU 16**  
**ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION POUR LA PÉRIODE 2017-2019**

<b>Base de tarification</b> <i>(en millions de \$)</i> <i>Moyenne des 13 soldes</i>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>Hausse (baisse)</b>	
	<i>année</i> <i>historique</i>	<i>final</i> <i>D-2017-109</i>	<i>année</i> <i>témoin</i>	<i>2019 vs</i> <i>2018</i>	<i>2019 vs</i> <i>2017</i>
Immobilisations corporelles nettes	1 758,7	1 818,6	1 874,7	56,1	116,0
Systèmes informatiques et brevets	48,3	46,8	57,5	10,6	9,1
Programmes commerciaux	93,4	90,8	87,4	(3,4)	(6,0)
PGÉE - Subventions	-	9,3	30,1	20,8	30,1
Coûts non amortis	81,4	87,7	40,3	(47,4)	(41,1)
Fonds de roulement					
Encaisse réglementaire	30,8	38,4	34,7	(3,7)	3,9
Matériaux et inventaire de gaz	60,3	60,2	48,1	(12,1)	(12,2)
Passif au titre des prestations définies net des CFR	(18,2)	(32,6)	(17,5)	15,1	0,7
Provision - auto assurance	(1,1)	(1,3)	(0,6)	0,7	0,5
<b>Total</b>	<b>2 053,7</b>	<b>2 118,1</b>	<b>2 154,5</b>	<b>36,5</b>	<b>100,9</b>

Sources : Pièces [B-0071](#), p. 1 et 2, [B-0281](#), p. 1 et 2 (dossier R-3987-2016), et décision [D-2018-096](#), p. 18. Les écarts observés sont dus aux arrondis. Les immobilisations corporelles sont nettes des contributions. Le passif au titre des prestations définies est net des CFR liés aux ASF.

[354] **La Régie demande à Énergir d’apporter les ajustements relatifs à la base de tarification lors de la mise à jour de l’information relative au présent dossier en fonction de la présente décision portant sur les coûts non amortis et les aides financières des programmes d’efficacité énergétique.**

### 10.3 COÛTS NON AMORTIS

[355] Pour l’année témoin 2019, les coûts non amortis s’établissent à 40,3 M\$, ce qui représente une baisse de 47,4 M\$ par rapport à l’année autorisée 2018. Cette baisse est principalement due à la variation des comptes de manque à gagner des années 2014 et 2016 (-19,7 M\$), à la variation des comptes de stabilisation tarifaires de la température et du vent (-13,7 M\$) et à la variation du compte de frais reliés au coût du gaz (-6,8 M\$).

[356] Dans la décision D-2018-117 portant sur le rapport annuel 2017, la Régie prenait acte des résultats financiers révisés par Énergir, qui ont eu pour effets de réduire le trop-perçu en transport de 2,0 M\$ et d’augmenter le manque à gagner en

équilibrage de 0,5 M\$<sup>101</sup>. Conséquemment, les coûts non amortis liés au trop-perçu et manque à gagner de l'année 2017 doivent également être ajustés aux fins de l'établissement des tarifs de l'année 2018-2019.

[357] Par ailleurs, en ce qui a trait à la quote-part payable à TEQ, la Régie note qu'au moment de déposer le présent dossier le montant payable pour l'année 2018-2019 n'était pas connu. Ainsi, aucun montant n'est ajouté au CFR au fin de l'amortissement sur deux ans<sup>102</sup>. Depuis lors, la Régie a rendu sa décision D-2018-146 déterminant de façon finale le montant de la quote-part annuelle payable par les distributeurs d'énergie à TEQ ainsi que sa répartition par forme d'énergie. Pour le gaz naturel, la quote-part 2018-2019 à payer à TEQ par les distributeurs totalise 16,1732 M\$<sup>103</sup>.

[358] Considérant que l'ajustement tarifaire global au présent dossier est établi par Énergir à - 4,1 %, **la Régie juge opportun d'ajouter, dès le présent dossier, la quote-part payable à TEQ par Énergir pour l'année 2018-2019.**

[359] **La Régie demande à Énergir d'intégrer ces ajustements lors de la mise à jour de l'information relative au présent dossier.**

*Modalités de disposition de certains coûts reliés au projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers*

[360] Énergir rappelle que dans le cadre du rapport annuel 2017, elle informait la Régie que l'atteinte des objectifs du Projet a nécessité la substitution de la solution Trellis par la solution Diamant 2K. Elle soulignait qu'une grande partie des travaux déjà réalisés pour adapter les systèmes actuels à la solution Trellis est aussi utile pour la mise en place de la solution Diamant 2K. Toutefois, certains coûts ne seront pas réutilisables dans le cadre de la solution alternative Diamant 2K.

[361] Énergir demande donc à la Régie d'approuver les modalités de disposition d'une portion des coûts du CFR relatif au Projet.

---

<sup>101</sup> Dossier R-4024-2017, décision [D-2018-096](#), par. 23 et 24, référant à la pièce [B-0215](#), p. 10.

<sup>102</sup> Pièce [B-0107](#).

<sup>103</sup> [Pages 29](#) et 30.

[362] Le Distributeur propose d'amortir la totalité de ces coûts sur une période d'un an. Il estime l'impact de cette demande sur les tarifs de distribution à environ 1,9 %. Au soutien de sa demande, Énergir indique que le contexte tarifaire du service de distribution pour l'exercice 2018-2019 lui apparaît comme étant le plus favorable pour la clientèle et que cette solution élimine également l'incertitude reliée à l'impact tarifaire que pourrait avoir un amortissement sur plusieurs années pour les exercices financiers futurs.

[363] La FCEI estime que le Distributeur aurait dû faire un suivi des développements relatifs à la solution Oracle, qui était utilisée par Énergir et qui devait être remplacée par la solution Trellis. Sans conclure au manque de prudence dans la gestion du dossier, l'intervenante considère que l'information disponible soulève à tout le moins un doute suffisant pour qu'un processus d'examen approfondi de cette question soit mis en place avant toute intégration de ces sommes dans les tarifs.

[364] La FCEI recommande donc à la Régie de refuser l'amortissement des coûts inscrits au CFR autorisé par la décision D-2014-149 et d'ordonner la mise en place d'un processus d'examen approfondi de la prudence et de la rigueur dans la gestion du Projet<sup>104</sup>.

### ***Opinion de la Régie***

[365] La Régie note que le Projet a fait l'objet de deux décisions d'autorisation, soit les décisions D-2014-149 et D-2015-207.

[366] Dans sa décision D-2015-207 autorisant le projet à un coût supérieur par rapport au montant originalement autorisé par la décision D-2014-149, la Régie se prononçait comme suit :

*« [48] La Régie doit conclure que les efforts initiaux déployés par le Distributeur, auxquels s'est ajoutée l'expertise d'une firme externe indépendante, et par Blackstone n'ont pas été suffisants pour permettre à ce fournisseur de disposer d'une compréhension suffisante des besoins d'affaires de Gaz Métro afin de produire une estimation adéquate des coûts du Projet. Dans ce contexte, et compte tenu de l'importance de la hausse des coûts, la Régie ne peut que s'interroger sur les motifs pour lesquels, malgré un exercice d'analyse présenté comme ayant été rigoureux, des renseignements jugés essentiels pour la*

---

<sup>104</sup> Pièce [C-FCEI-0024](#), p. 20.

*conception adéquate et la mise à exécution du Projet n'ont été identifiés que tardivement par le Distributeur et Blackstone.*

*[49] Cela dit, la Régie est d'avis que le Distributeur a fait preuve de prudence, en mettant temporairement le Projet en veilleuse, afin de procéder à l'analyse d'alternatives et de renégocier en parallèle avec le fournisseur Blackstone. La Régie est également satisfaite des efforts déployés par Gaz Métro afin de réviser les besoins et identifier des mesures de réduction des coûts.*

*[50] Après examen des renseignements fournis par le Distributeur relativement aux options qu'il a analysées, la Régie juge satisfaisants les motifs qu'il a exposés au soutien de la poursuite du Projet selon la solution informatique Trellis de Blackstone »<sup>105</sup>.*

[367] Considérant la preuve au présent dossier, la Régie est d'avis qu'il n'existe aucun motif lui permettant d'écarter la présomption de prudence à l'égard des coûts engagés pour réaliser le Projet.

[368] Pour ces motifs, la Régie ne retient pas les propositions de la FCEI d'ordonner la mise en place d'un processus d'examen approfondi de la prudence et de la rigueur dans la gestion du Projet.

[369] À l'instar d'Énergir, la Régie note que le contexte tarifaire du service de distribution pour l'exercice 2018-2019 apparaît comme étant le plus favorable pour la clientèle aux fins d'amortir la totalité des coûts sur un an. **Conséquemment, la Régie approuve les modalités de disposition d'une portion des coûts du CFR relatif au Projet, tel que décrit à la pièce B-0081<sup>106</sup>.**

#### **10.4 PASSIF AU TITRE DES PRESTATIONS DÉFINIES, NET DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS**

[370] En suivi de la décision D-2016-156, Énergir présente, pour les années 2018 et 2019, le passif au titre des prestations définies ainsi que les CFR liés aux ASF, soit le

---

<sup>105</sup> [Pages 13](#) et 14.

<sup>106</sup> Pièce déposée sous pli confidentiel.

CFR lié à l'année de transition (passage à la méthode actuarielle), le CFR lié aux écarts actuariels et le CFR lié au coût des services passés.

[371] La Régie constate que l'obligation d'Énergir liée aux ASF (régimes de retraite et assurances collectives) est supérieure à la juste valeur des actifs des régimes de retraite. Il en découle donc un passif au titre des prestations définies.

[372] Après la prise en compte des CFR liés aux ASF, Énergir établit le passif au titre des prestations définies, net des CFR, à -17,1 M\$ pour la prévision 4/8 2018 et à -23,2 M\$ pour 2019. Ces montants représentent la différence entre :

- les sommes récupérées de la clientèle dans les tarifs en fonction de la méthode actuarielle;
- les sommes effectivement versées par Énergir à travers les cotisations effectuées aux régimes de retraite et les primes payées d'assurances collectives pour les employés retraités.

[373] En tenant compte de la moyenne des 13 soldes, Énergir établit le passif au titre des prestations définies, net des CFR, à - 18,5 M\$ pour la prévision 4/8 2018 et à - 17,5 M\$ pour 2019.

**[374] La Régie prend acte de la réponse d'Énergir déposée en suivi de la décision D-2016-156 et portant sur le passif au titre des prestations définies et sur les comptes de frais reportés liés aux avantages sociaux futurs.**

## 11. STRATÉGIE FINANCIÈRE

### 11.1 STRUCTURE DE CAPITAL

[375] La structure de capital présumée d'Énergir a été approuvée par la Régie dans sa décision D-2011-182, soit 38,5 % de l'avoir propre, 7,5 % d'actions privilégiées et 54 % de dette<sup>107</sup>.

**[376] La Régie reconduit la structure de capital présumée actuelle pour l'année tarifaire 2018-2019.**

### 11.2 COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL

[377] À la suite de la décision D-2017-135<sup>108</sup> dans laquelle la Régie maintenait le taux de rendement de 8,90 % sur l'avoir ordinaire présumé, Énergir présente un coût moyen pondéré du capital de 6,50 % pour l'année tarifaire 2018-2019, ou de 7,89 % s'il est établi avant la prise en compte des impôts payables.

**[378] La Régie approuve un coût moyen pondéré du capital de 6,50 % pour l'année tarifaire 2018-2019.**

### 11.3 COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF

[379] Basé sur le taux de rendement autorisé de 8,90 % sur l'avoir ordinaire présumé, Énergir présente un coût en capital prospectif de 5,17 % pour l'année 2018-2019, ou de 5,66 % s'il est établi avant la prise en compte de l'impôt. À la suite de la mise à jour des taux d'intérêt, Énergir révisé les taux du coût en capital prospectif après et avant impôt à 5,16 % et 5,65 % respectivement<sup>109</sup>.

---

<sup>107</sup> [Page 59.](#)

<sup>108</sup> [Page 11.](#)

<sup>109</sup> Pièce [B-0259.](#)

[380] Dans le cadre de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement, Énergir demande à la Régie d'établir le coût en capital prospectif à 5,66 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification ainsi que l'actualisation des contributions tarifaires, et à 5,17 % aux fins de l'évaluation de la rentabilité, en comparant ce dernier au TRI du projet.

[381] La Régie note que la demande d'Énergir quant à l'utilisation du coût en capital prospectif avant et après impôt dans le cadre des projets d'investissement respecte ses conclusions énoncées dans sa décision D-2018-061<sup>110</sup>.

**[382] Considérant la mise à jour des taux d'intérêt, la Régie établit, pour les projets d'investissement, le coût en capital prospectif à 5,65 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification ainsi qu'à l'actualisation des contributions tarifaires. Elle établit ce taux à 5,16 % aux fins de l'évaluation de la rentabilité et de la comparaison avec le taux de rendement interne considérant que les flux monétaires des projets n'intègrent pas la notion d'économie d'impôt reliée aux frais financiers.**

## **12. PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

### **12.1 OFFRE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET BUDGET**

[383] Dans sa décision D-2017-135<sup>111</sup>, considérant l'incertitude liée au moment du dépôt à la Régie du Plan directeur 2018-2023 par Transition énergétique Québec (TEQ), la Régie jugeait qu'il était prématuré de reconduire le budget du PGEÉ pour l'année tarifaire 2018-2019, tel que proposé par Énergir. Conséquemment, elle lui demandait de déposer le PGEÉ pour son examen et approbation dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.

[384] En suivi de cette décision, au moment du dépôt du présent dossier, Énergir demandait à la Régie, entre autres, d'approuver un budget pour le PGEÉ totalisant 26,2 M\$ pour l'année tarifaire 2018-2019, soit un montant de 3,8 M\$ en dépense d'exploitation et 22,4 M\$ en appui financier direct aux participants.

---

<sup>110</sup> [Pages 17 et 18](#), par. 66 à 69, et p. 19, par. 78.

<sup>111</sup> [Page 15](#).



[385] Subséquemment, considérant que les programmes et mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité des distributeurs d'énergie sont désormais à l'étude au dossier R-4043-2018, la Régie a cessé l'examen du PGEÉ au présent dossier.

[386] Dans ce contexte, le Distributeur propose de maintenir l'offre de programmes en efficacité énergétique telle que présentée dans le dossier R-3987-2016, jusqu'à ce que la Régie rende sa décision finale dans le cadre du dossier R-4043-2018 pour les programmes et mesures sous sa responsabilité.

[387] Aux fins d'établissement des tarifs de l'année 2018-2019, Énergir demande donc à la Régie de reconduire le budget du PGEÉ constitué de 18,7 M\$ en aides financières et de 3,7 M\$ en charges d'exploitation<sup>112</sup>.

[388] De plus, le budget des programmes et des mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité d'Énergir examiné dans le cadre du dossier R-4043-2018 étant différent de celui demandé au présent dossier, le Distributeur propose de capter les écarts relatifs aux aides financières par l'entremise d'un compte d'écart « *pass-on* » et ceux relatifs aux charges d'exploitation par l'entremise du CFR existant.

[389] En réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur présente les ajustements aux montants du revenu requis pour l'année 2018-2019 qu'elle entend apporter pour refléter sa proposition, lors de la mise à jour de l'information relative au présent dossier après la réception de la décision sur le fond. Il explique également le traitement comptable réglementaire proposé pour les coûts du PGEÉ 2018-2019 et le compare avec la pratique usuelle du « *pass on* » pour le service du transport<sup>113</sup>.

[390] Le GRAME indique qu'il priorise le maintien de l'offre en efficacité énergétique d'Énergir. Dans un souci de favoriser l'efficacité réglementaire et d'être cohérent avec sa position dans le dossier tarifaire 2019-2020 d'Hydro-Québec Distribution, l'intervenant propose l'utilisation d'un CFR hors base pour les coûts du PGEÉ de l'année 2018-2019.

[391] Au terme de l'audience, le GRAME se dit disposé à soutenir la proposition d'Énergir, dans la mesure où elle est temporaire. À cet égard, il suppose que la décision

---

<sup>112</sup> Pièce [B-0280](#), p. 34.

<sup>113</sup> Pièce [B-0241](#), p. 15 à 21.

de la Régie sur le deuxième aspect du dossier R-4043-2018 sera exécutoire au courant de l'année financière 2018-2019, et non à compter de l'année suivante.

[392] SÉ-AQLPA estime que la décision finale de la Régie au dossier R-4043-2018 pourrait être rendue fin 2019. Dans ce contexte, l'intervenant recommande à la Régie d'examiner le PGEÉ 2018-2019 d'Énergir au présent dossier.

### *Opinion de la Régie*

[393] Dans le présent contexte de transition, marqué par la première application des nouvelles dispositions législatives en matière énergétique, la Régie réitère que le forum approprié pour examiner le PGEÉ d'Énergir est le dossier R-4043-2018. En attente de la décision finale qu'elle rendra dans ce dossier, la Régie juge important de maintenir l'offre de programmes en efficacité énergétique, telle qu'examinée dans le dossier R-3987-2016 et approuvée au paragraphe 324 de la décision D-2017-094.

[394] La Régie note que le traitement réglementaire des coûts du PGEÉ pour l'année 2018-2019 proposé par Énergir est comparable à la pratique réglementaire du « *pass on* » utilisée pour le service du transport. Il s'agit d'une pratique comptable connue par la Régie, qui fonctionne bien et qui permet d'atteindre les objectifs recherchés.

**[395] Conséquemment, la Régie approuve un budget du PGEÉ au montant total de 22 361 142 \$ pour l'année tarifaire 2018-2019, soit 18 709 131 \$ pour les aides financières et 3 652 011 \$ pour les charges d'exploitation<sup>114</sup>.**

**[396] La Régie demande à Énergir d'apporter les ajustements aux montants du revenu requis pour l'année 2018-2019, tels que présentés à la page 16 de la pièce B-0241, lors de la mise à jour de l'information relative au présent dossier.**

**[397] La Régie autorise le traitement réglementaire proposé par Énergir quant aux écarts entre les montants pris en compte dans l'établissement des tarifs 2018-2019 et l'apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et des mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité du Distributeur, qui sera approuvé par la Régie dans le cadre du dossier R-4043-2018. Ces écarts seront ainsi captés et traités dans le cadre du rapport annuel 2019.**

---

<sup>114</sup> Pièce [B-0152](#), p. 2, annexe A.

## 12.2 SUIVIS LIÉS AU PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[398] Énergir demande à la Régie de prendre acte des suivis liés aux décisions antérieures, à l'exception de celui lié au paragraphe 433 de la décision D-2014-077, et de s'en déclarer satisfaite, le tout tel qu'il appert de l'Annexe D de la pièce B-0263<sup>115</sup>.

[399] Cette annexe comprend les éléments suivants :

- suivi de la décision D-2014-077, par. 433;
- suivi de la décision D-2017-094, par. 375, 391 et 393;
- suivi 2016 des rapports d'évaluation des programmes du PGEÉ d'Énergir – Annexe 1, par. 44, 45 et 46;
- suivi 2017 des rapports d'évaluation des programmes du PGEÉ d'Énergir, par. 63, 66, 82, 83, 85, 88 et 89 et 95<sup>116</sup>.

[400] Énergir précise que le suivi de la décision D-2014-077<sup>117</sup> aurait dû faire partie de la preuve, n'eut été le fait qu'elle proposait à la Régie d'y mettre fin. Étant donné qu'Énergir a répondu à ce suivi dans le cadre d'une DDR qui sera versée au dossier R-4043-2018, l'information relative à ce suivi sera disponible dans ce dernier dossier<sup>118</sup>.

[401] En suivi du paragraphe 375 de la décision D-2017-094<sup>119</sup>, Énergir indique que la hausse de budget demandée pour les programmes PE208, PE218 et PE219, maintenant considérés comme des volets du programme *Diagnostic et mise en œuvre efficace*, a été répartie sur trois années et est reflétée dans les prévisions du présent dossier<sup>120</sup>.

[402] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir indique ne pas être en mesure de quantifier individuellement l'impact des divers ajustements à ses stratégies d'intervention

---

<sup>115</sup> Pièce [B-0263](#), p. 5.

<sup>116</sup> Pièce [B-0152](#), p. 87 à 89.

<sup>117</sup> « [433] La Régie [...] demande au Distributeur d'inclure dans ses prochains suivis des montants engagés par le PGEÉ, que ce soit dans le cadre du rapport annuel ou du dossier tarifaire, les montants engagés dans chacun des programmes, avant l'année tarifaire en cours, et qui seront payés après l'année tarifaire en cours ».

<sup>118</sup> Pièce [A-0052](#), p. 199.

<sup>119</sup> « [375] Conséquemment, la Régie demande à [Énergir], dans le prochain dossier tarifaire, de mettre à jour le PGEÉ afin d'étaler la hausse de participation et des économies prévues des programmes PE208, PE218 et PE219 sur les années 2017-2018, 2018-2019 et 2019-2020 ».

<sup>120</sup> Pièces [B-0152](#), p. 29 et 87, et [B-0153](#), p. 20, 22, 23, 25 et 26.

incluant la bonification des aides financières autorisée par la décision D-2017-094, sur les économies d'énergie et par le fait même, sur le nombre de participants sur l'horizon 2019-2023<sup>121</sup>.

[403] Enfin, Énergir présente les économies et le nombre de participants bruts globaux prévus pour les années 2016-2017 à 2019-2020<sup>122</sup>. Sur ces trois années, l'augmentation du nombre brut des participants est de 29 %, 38 % et 40 %, pour les programmes PE208, PE218 et PE219 respectivement, soit une augmentation globale de 31 % pour les trois programmes. L'augmentation des économies brutes (m<sup>3</sup>), quant à elle, est de 24 %, 61 % et 68 % respectivement, soit une augmentation globale de 50 % pour l'ensemble des trois programmes.

[404] Le ROEÉ est d'avis que le suivi d'Énergir n'est pas conforme à la demande de la Régie, puisque celui-ci aurait dû s'appliquer aux économies unitaires brutes selon les paragraphes 350 et 374 de la décision D-2017-094.

[405] Le ROEÉ note que les économies unitaires augmentent de 16 % et de 20 % pour le PE218 et le PE219, mais diminuent de 4 % pour le PE208. Bien que l'aide accordée pour le PE208 ait été moindre que demandée par Énergir, il devrait tout de même en résulter une augmentation des économies unitaires et non pas une diminution.

[406] Le ROEÉ recommande ainsi à la Régie qu'elle exige d'Énergir l'accroissement des gains unitaires des programmes PE208, PE218 et PE219 sur la période étudiée, ou de reconsidérer la hausse des aides financières pour ces programmes.

[407] En audience, Énergir soumet que les paragraphes 374 et 375 de la décision D-2017-094 ne vont pas aussi loin, sur le plan des économies unitaires, que ne le suggère le ROEÉ. Selon elle, la Régie souhaitait une augmentation de la participation ramenée à trois ans au lieu de cinq, sans mentionner une augmentation du volume moyen par participant.

[408] D'ailleurs, comme cité au paragraphe 346 de la décision D-2017-094, Énergir mentionnait que la hausse des aides financières pourrait avoir un effet autant sur les grands participants que sur les petits. Dans ce contexte, de plus grands projets se

---

<sup>121</sup> Pièces [B-0231](#), p. 1, et [B-0210](#), p. 32.

<sup>122</sup> Pièce [B-0241](#), p. 23.

rentabiliseront grâce à des aides financières plus élevées, ainsi que de plus petits projets, dont la PRI était trop longue sans aide financière, et qui ne passaient pas la rampe de rentabilité du point de vue du client. Ainsi, le rehaussement des aides financières de 25 ¢/m<sup>3</sup> à 30 ¢/m<sup>3</sup> a permis de réduire la PRI pour ces petits projets<sup>123</sup>.

**[409] Considérant le contexte de transition découlant du dépôt du Plan directeur de TEQ, la Régie prend acte de l'ensemble des suivis liés au PGEÉ déposé au présent dossier.**

### 12.3 ÉTUDE DES COÛTS ÉVITÉS

[410] Le consultant Dunsky Expertise en énergie a procédé à une évaluation pour savoir si la méthodologie d'estimation des coûts évités utilisée par Énergir depuis 2014 répondait toujours aux meilleures pratiques. Il a identifié trois opportunités d'amélioration :

- la détermination d'un coût évité spécifique à l'usage du gaz naturel pour le chauffage de l'eau (outre ceux calculés pour les usages de chauffage et de base, comme c'est le cas pour Énergir);
- les effets de marché induits par une diminution de la demande en gaz naturel;
- les coûts d'administration évités lors d'une diminution de livraison de gaz naturel.

[411] Le consultant recommande cependant de ne pas modifier la méthode actuelle de calcul des coûts évités en raison de l'indisponibilité des données, de la faible taille du marché du gaz naturel au Québec par rapport au marché canadien ainsi que de la faible part variable des coûts d'administration. Enfin, il présente les résultats des coûts évités mis à jour pour les besoins de base et de chauffage pour la période 2019-2038, suivant la méthodologie retenue<sup>124</sup>.

[412] Après analyse des recommandations du consultant, Énergir apporte deux changements à son approche d'utilisation des coûts évités dans les tests de rentabilité des programmes du PGEÉ.

---

<sup>123</sup> Pièces [A-0052](#), p. 185 à 187, et [A-0058](#), p. 108.

<sup>124</sup> Pièce [B-0048](#), p. 3, 24 et 25.

[413] Le premier changement consiste à utiliser, lors des dossiers tarifaires où une nouvelle étude détaillée des coûts évités est déposée à la Régie, les prévisions annuelles obtenues pour les usages de base et de chauffage reposant sur des hypothèses de croissance spécifiques à chacune des composantes des coûts évités, telles que les coûts de fourniture, de transport, de renforcement du réseau et du SPEDE. Pour les années où une telle étude n'est pas déposée à la Régie, Énergir utilisera les coûts évités de l'étude la plus récente, révisés à l'interne.

[414] Historiquement, Énergir utilisait les coûts évités de base ou de chauffage de l'année de référence et appliquait un facteur d'inflation de 2 % par année, pour toute la durée de vie des mesures. Toutefois, la croissance prévue des coûts évités à l'horizon 2038 n'est pas linéaire et est plus élevée que 2 %, dès 2024. Ainsi, la méthodologie actuelle sous-estimerait de façon importante les bénéfices des programmes du PGEÉ 2019-2023.

[415] Le deuxième changement consiste à utiliser, pour le calcul des tests de rentabilité projetés des années 2 et suivantes du PGEÉ, les coûts évités propres chaque année. Auparavant, Énergir conservait le même coût évité.

[416] Selon Énergir, ces deux modifications méthodologiques permettraient d'obtenir une évaluation plus précise de la rentabilité des programmes du PGEÉ d'Énergir, sur la base du test du coût total en ressources<sup>125</sup>.

[417] Le ROEE note que l'étude du consultant fait abstraction des approvisionnements en GNR, lesquels devraient être en croissance au cours des prochaines années. L'intervenant estime que l'effet du coût évité du GNR serait d'environ 2 ¢/m<sup>3</sup> ou 16,5 % du coût de fourniture, soit 9,5 % du coût évité de base et 7 % du coût évité du chauffage.

[418] D'autre part, le ROEE note que, dans le cadre du dossier R-4043-2018, Énergir estime que sa quote-part annuelle payable à TEQ passerait de 6,6 M\$ à près de 16 M\$, soit plus du double de la moyenne des trois dernières années.

---

<sup>125</sup> Pièce [B-0152](#), p. 49 à 51.

[419] Le ROEÉ recommande à la Régie de soutenir la méthodologie actuelle telle que présentée par le consultant avec les ajouts suivants :

- que la part des prévisions GNR intégrées dans le réseau d'Énergir soit prise en compte dans les calculs des coûts évités;
- que la quote-part de TEQ soit prise en compte de manière intégrale dans le calcul des coûts évités et mise à jour annuellement.

[420] En audience, Énergir précise que la proportion de GNR serait d'environ 0,2 % pour 2018-2019 et que celle-ci devrait atteindre 5 % à l'horizon 2025, selon un projet de règlement paru dans la Gazette officielle du Québec au mois d'août 2018. Or, les calculs du ROEÉ sont faits sur la base que 5 % des approvisionnements gaziers d'Énergir seront de source renouvelable en 2020.

[421] Énergir ne s'oppose pas à la prise en compte du GNR dans les coûts évités. Elle est cependant d'avis que les informations actuellement disponibles ne permettent pas de faire des hypothèses suffisamment élaborées à ce sujet<sup>126</sup>.

[422] La Régie constate un degré d'incertitude important si l'approvisionnement en GNR était pris en compte au présent dossier pour déterminer les coûts évités. Par contre, la Régie note qu'une révision des coûts évités sera déposée au dossier tarifaire 2023<sup>127</sup>, ce qui pourrait être un moment adéquat pour valider l'impact lié à l'approvisionnement en GNR.

**[423] La Régie prend acte de la mise à jour des coûts évités et de la nouvelle approche d'utilisation des coûts évités dans les tests de rentabilité.**

---

<sup>126</sup> Pièce [A-0058](#), p. 109 à 111.

<sup>127</sup> Pièce [B-0210](#), p. 30.

### 13. AUTRES PROGRAMMES D'AIDE

#### 13.1 COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES

[424] Pour l'année tarifaire 2019, Énergir demande à la Régie d'approuver un montant de 1 M\$ lié au compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP). Elle prévoit l'addition de nouveaux projets pour 600 clients, représentant un volume de gaz naturel de 3 201 299 m<sup>3</sup>. Ce volume équivaut à 3 341 229 litres de mazout n° 2, ce qui permet de déplacer 3 089 tonnes équivalent CO<sub>2</sub>.

[425] Énergir propose la reconduction du CASEP sous sa forme actuelle, considérant le potentiel de conversion important présent dans tous les marchés. Étant donné que ce programme n'est pas inclus dans le Plan directeur de TEQ, Énergir est d'avis qu'un certain temps sera nécessaire pour clarifier les programmes et les modalités qui découleront de ce Plan directeur en matière de conversion vers des énergies moins polluantes, d'où la pertinence de maintenir le CASEP pour l'année 2018-2019<sup>128</sup>.

[426] Énergir souligne qu'il n'y a pas de document détaillé d'analyse pour le CASEP, précisant la manière dont le Distributeur détermine les montants de l'aide financière<sup>129</sup>. Ces montants tiennent compte de plusieurs facteurs tels le type de marché et de la connaissance d'Énergir sur ce dernier, le fait que le client soit hors réseau ou sur réseau et des opportunités hors réseau, les surcoûts des équipements et les positions concurrentielles. Étant donné que le marché est en mouvance, cette attribution est une bonne façon d'avoir un peu de flexibilité opérationnelle. Le but recherché par Énergir est de donner le juste montant afin de conserver une plus grande marge pour convertir le maximum de clients.

[427] Pour les clients hors réseau, Énergir utilise une approche « *au cas par cas* » où le CASEP permet de réduire l'investissement d'un client, tout en s'assurant que la vente sera rentable. Il s'agit d'un nombre limité de projets, pour lesquels le montant total d'aide financière varie d'une année à une autre. Selon elle, la standardisation de ces aides financières serait difficile, compte tenu de la grande variabilité de la taille des bâtiments, du type d'équipements et des applications présente à partir d'une certaine consommation de gaz naturel.

---

<sup>128</sup> Pièce [A-0052](#), p. 151 à 152.

<sup>129</sup> Pièce [A-0052](#), p. 119.



[428] Pour les clients sur réseau, Énergir utilise une approche de masse, ou standardisée, pour chaque type de clientèle et par utilisation (chauffage ou eau chaude). Dans ce cas, le CASEP est utilisé en complément aux programmes commerciaux, pour permettre au client de réduire son investissement initial et à Énergir d'atteindre un niveau de rentabilité acceptable. Il s'agit d'un nombre important de clients par année, mais l'aide financière totale est influencée autant par les opportunités d'affaires hors réseau, que par le solde disponible du CASEP.

[429] Énergir précise enfin qu'il y a un certain pourcentage des dépenses admissibles à respecter pour les deux types d'approche.

[430] Le GRAME est d'avis que les demandes de conversion à court terme seront suffisantes pour justifier la reconduction du CASEP pour l'année 2018-2019. De plus, compte tenu des nombreux projets de conversion vers l'électricité du Plan directeur de TEQ, le CASEP permettrait de réduire la pression à la hausse sur la demande à la pointe du réseau électrique. Toutefois, la conversion du mazout vers le gaz naturel et non vers l'électricité continuera à générer des émissions de GES.

[431] Le GRAME recommande donc l'ajout d'une condition d'acceptation au CASEP, relative à l'installation exclusive d'appareils efficaces, étant donné que l'objectif du programme est de convertir le mazout vers une énergie moins polluante et de contribuer à l'atteinte des cibles en efficacité énergétique de la Politique énergétique 2030.

[432] SÉ-AQLPA s'objecte à limiter l'utilisation du CASEP aux appareils efficaces, considérant que ce programme a déjà de la difficulté à répondre aux objectifs fixés. L'intervenant craint que des barrières supplémentaires limitent le remplacement des formes d'énergie plus polluantes<sup>130</sup>.

[433] SÉ-AQLPA indique que le CASEP a fait ses preuves. L'intervenant constate qu'Énergir prévoit investir près de 2 M\$ en 2017-2018, et que les sommes disponibles pour 2018-2019 seront de 1,6 M\$. Il recommande de maintenir l'allocation de 1 M\$ pour le CASEP étant donné l'utilisation diligente qu'en fait Énergir.

---

<sup>130</sup> Pièces [A-0055](#), p. 146, et [A-0058](#), p. 257.

**[434] Considérant le contexte de transition découlant du dépôt du Plan directeur, la Régie approuve l'inclusion d'un montant de 1 M\$ pour le CASEP dans le coût de service 2018-2019.**

[435] En audience, le GRAME souligne que la méthodologie utilisée pour déterminer les montants d'aide financière du PRC, du PRRC ainsi que du CASEP demeure assez hermétique. L'intervenant est également préoccupé par l'interaction de différents programmes octroyant une aide financière.

[436] Par ailleurs, le GRAME indique que, dans le dossier R-3463-2001, Énergir avait déposé un document qui présente des exemples concrets d'application du CASEP, ainsi qu'une méthode en quatre étapes où l'apport financier du PRC était précisé. Il y a conséquemment, selon le GRAME, un lien concret entre le CASEP et le PRC<sup>131</sup>.

[437] Le GRAME recommande à la Régie de demander à Énergir de tenir une rencontre de travail lors de laquelle seront présentés des exemples concrets de calculs des montants d'aide financière en vertu des différents programmes. Ce faisant, lors du prochain dossier tarifaire, les intervenants pourront formuler des recommandations quant au besoin ou non de standardiser davantage les méthodes de calcul<sup>132</sup>.

[438] La Régie note qu'en réponse à une DDR, Énergir indique avoir bonifié la subvention CASEP pour les chaudières à eau chaude et les chauffe-eau des nouveaux clients résidentiels, de 1 275 \$ à 2 000 \$, entre le 1<sup>er</sup> février et le 25 mai 2018. Il s'agit de l'initiative « *Chauffez-bleu* » parue sur son site web, incitant davantage le client à se convertir dans des moments clés<sup>133</sup>. La Régie est d'avis que les critères de modulation des aides financières CASEP, suivant les approches de masse et au cas par cas, méritent d'être clarifiés.

**[439] La Régie demande à Énergir de déposer un document similaire à celui qui avait été déposé dans le dossier R-3463-2001, soit un document qui présente des exemples concrets d'application du CASEP, ainsi que la séquence méthodologique suivie pour déterminer les montants d'aide financière, en indiquant notamment l'apport financier du PRC.**

---

<sup>131</sup> Pièce [C-GRAME-0025](#).

<sup>132</sup> Pièce [A-0058](#), p. 178 à 182.

<sup>133</sup> Pièce [B-0160](#), p. 58.

## 13.2 COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL

[440] En suivi de la décision D-2016-156, Énergir présente le bilan des deux premières années du programme du compte d'aide au soutien social (CASS), soit 2014-2015 et 2015-2016. Elle présente également un rappel des principes et composantes de ce programme, son administration ainsi qu'une analyse de sa performance.

[441] Pour ces deux années, sur un total respectif de 203 et 189 clients intéressés, seulement 32,5 % et 23,3 % ont respecté leur entente et ont été crédités. Énergir constate que le nombre de clients ayant manifesté de l'intérêt pour le programme demeure bas par rapport à son estimation initiale de 312 clients et est en décroissance depuis ses débuts.

[442] Énergir précise qu'un client à faible revenu est exclu du programme au-delà de deux manquements à l'entente survenant lorsqu'une personne ne paie pas ou ne respecte pas la date de paiement convenue.

[443] Pour les deux premières années complètes du programme, certains clients, retirés faute d'avoir respecté leur entente de paiement, ont également vu leur dette radiée pour mauvaises créances.

[444] Les raisons pour lesquelles un client abandonne le programme peuvent être multiples : il déménage et n'est donc plus client d'Énergir, il n'est plus intéressé, il choisit de conclure une entente de paiement « normale » avec Énergir, il ne fournit pas les documents nécessaires à l'analyse de son dossier, il éprouve certaines difficultés à assurer un suivi ou il ne se présente pas au rendez-vous fixé.

[445] Énergir se déclare satisfaite de la façon dont OC a administré le programme pour les éléments sous sa responsabilité. De plus, Énergir constate que les résultats des audits internes ont été généralement conformes à l'entente intervenue avec OC.

[446] Par ailleurs, Énergir indique que ses frais d'administration internes liés au CASS sont évalués à 51 830 \$, et sont intégrés à ses activités courantes. Actuellement, l'administration de ce programme fait l'objet d'un traitement manuel. Si le programme devait devenir permanent, Énergir évalue le coût lié à l'automatisation du processus de recouvrement à 274 439 \$.

[447] Enfin, dans sa forme actuelle, Énergir ne recommande pas la poursuite du programme CASS pour les motifs suivants :

- même en considérant les efforts d'OC et d'Énergir afin de réduire les frais de gestion du CASS, ces derniers demeurent élevés lorsqu'on les compare à l'efficacité du CASS (nombre de clients ayant bénéficié de l'aide apportée par le CASS);
- un grand nombre de clients ne respecte pas leur entente de paiement, bien qu'elle soit basée sur une évaluation faite par un tiers (OC) de la capacité de paiement;
- un nombre important de clients ne fait pas de suivi ou abandonne à un moment ou à un autre, à la suite de l'envoi de la trousse d'information;
- le nombre de clients ayant manifesté de l'intérêt pour le programme CASS est en décroissance.

[448] Énergir est convaincue de la valeur ajoutée des organismes auprès du client à faible revenu en difficulté de paiement. Une fois ce client qualifié et l'entente de paiement convenue, Énergir proposerait de diriger sa clientèle vers un organisme en mesure de fournir un soutien de consultation budgétaire, tel qu'OC ou l'Union des consommateurs via ses Associations coopératives d'économie familiale.

[449] Énergir proposera, au dossier tarifaire 2019-2020, les paramètres précis d'un programme d'aide, dont les grandes lignes seraient de :

- revoir l'administration du programme;
- simplifier l'admissibilité au programme;
- simplifier les ententes de paiement;
- revoir les règles d'exclusion du programme pour non-respect de l'entente afin d'augmenter les chances qu'un client à faible revenu puisse bénéficier de l'aide accordée;
- alléger la charge financière du client ayant respecté son entente de paiement en le soustrayant aux frais de recouvrement;
- continuer à travailler avec les organismes en place afin de permettre aux clients d'avoir accès aux services offerts par ces organismes.

[450] Bien qu'Énergir ne recommande pas la poursuite du programme CASS dans sa forme actuelle, elle propose de le reconduire pour 2018-2019, sous réserve d'une entente avec OC, afin de lui permettre de présenter à la Régie les modalités précises du nouveau programme sans qu'il y ait discontinuité de l'aide consentie aux clients à faible revenu en difficulté de paiement.

[451] OC se dit heureuse de constater que plusieurs de ses recommandations ont eu des échos auprès d'Énergir. Elle commente certains constats d'Énergir et lui soumet des éléments additionnels de réflexion. L'intervenante recommande à la Régie la poursuite du programme pour une cinquième année.

[452] La Régie note que les résultats obtenus par le programme CASS diffèrent de ceux escomptés et que le Distributeur proposera, au prochain dossier tarifaire, les paramètres précis d'un nouveau programme d'aide.

**[453] Considérant l'importance d'un programme d'aide financière visant les ménages à faible revenu, la Régie reconduit le programme CASS jusqu'à ce qu'une décision soit rendue sur les modalités d'un nouveau programme qui sera présenté par Énergir au dossier tarifaire 2019-2020.**

#### **14. INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE ET CONDITIONS D'ACCÈS AU TROP-PERÇU DU SERVICE DE DISTRIBUTION**

[454] Conformément à la décision D-2013-106<sup>134</sup>, Énergir présente, pour approbation, les indices de qualité de service applicables pour l'année tarifaire 2019-2020. Ces indices correspondent à ceux qui s'appliquaient dans le cadre du mécanisme incitatif qui venait à échéance le 30 septembre 2012.

[455] Le Distributeur présente également les conditions d'accès au trop-perçu. Il indique que le partage final des trop-perçus au dossier d'examen du rapport annuel sera conditionnel à l'atteinte d'un pourcentage global de réalisation d'indices de qualité de

service. Ce pourcentage sera égal à la moyenne pondérée des pourcentages de réalisation de chaque indice, qui sont eux-mêmes calculés selon les particularités de leurs composantes.

[456] **La Régie approuve les indices de qualité de service ainsi que les conditions d'accès aux fins du partage du trop-perçu pour l'exercice financier 2018-2019, le cas échéant.**

## 15. STRATÉGIE ET GRILLES TARIFAIRES

### 15.1 RÉCUPÉRATION DES COÛTS RELIÉS À LA MARGE EXCÉDENTAIRE

[457] Dans sa décision D-2017-094<sup>135</sup>, la Régie indiquait ce qui suit :

*« [464] Par ailleurs, bien que les coûts de la Marge excédentaire soient pris en compte dans un tarif de transport, la Régie note que les bénéfices futurs qui découleront de la présence d'une Marge excédentaire, soit l'augmentation des livraisons liée à l'arrivée d'un nouveau client industriel d'envergure, se matérialiseront dans le service de distribution.*

*[465] La répartition des revenus de transport et de distribution entre les différents tarifs n'étant pas la même, la Régie se questionne sur l'équité de la récupération des coûts reliés à la Marge excédentaire dans un taux de transport, sans compensation.*

*[466] La Régie demande à Gaz Métro de déposer, dans le prochain dossier tarifaire, une analyse sur cet aspect ainsi qu'une proposition, le cas échéant ».*

[458] En suivi de la décision précitée, Énergir présente deux méthodes de récupération des coûts échoués, soit au prorata des volumes et au prorata des revenus de distribution. Elle présente ces proratas par catégorie tarifaire comme suit :

---

<sup>135</sup> [Pages 122](#) et 123.

**TABLEAU 17**  
**RÉPARTITION DES VOLUMES ET DES REVENUS DE DISTRIBUTION DE L'ENSEMBLE DE LA**  
**CLIENTÈLE (EXCLUANT LE GAZ D'APPOINT) PAR CATÉGORIE TARIFAIRES**

Tarif	Répartition			
	Volumes D		Revenus D	
	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	%	000 \$	%
1	2 498 159	44,0%	458 828	81,5%
3	229 381	4,0%	14 403	2,6%
4	2 688 488	47,4%	82 280	14,6%
5	<u>260 397</u>	<u>4,6%</u>	<u>7 241</u>	<u>1,3%</u>
Total	5 676 426	100,0%	562 752	100,0%

Source : Pièce [B-0054](#), p. 6, tableau 1.

[459] Le Distributeur indique qu'une récupération sur la base des revenus de distribution attribuerait une part plus grande des coûts échoués à la clientèle au tarif D1, soit 81,5 %, comparativement à une répartition basée sur les volumes correspondant à 44,0 %. À l'inverse, la clientèle au tarif D4 se verrait attribuer 14,6 % des coûts échoués comparativement à 47,4 % selon une répartition au volume.

[460] Selon Énergir, une répartition des coûts échoués au prorata des revenus de distribution pourrait être considérée dans la mesure où les bénéfices découlant de la marge excédentaire se matérialiseraient dans le service de distribution.

[461] Toutefois, le Distributeur juge que la récupération des coûts échoués de la marge excédentaire au prorata des volumes est plus appropriée, notamment pour les raisons suivantes :

- l'établissement de la marge excédentaire sur la base des livraisons annuelles du distributeur;
- la similarité avec la méthodologie d'ajout de capacité pour des clients existants et la méthodologie de fonctionnalisation proposée des coûts échoués de capacités excédentaires non reliées à la température;
- l'absence de lien financier direct entre les coûts échoués de la marge excédentaire et l'impact tarifaire de la venue d'un grand client industriel;
- les impacts bénéfiques de la marge excédentaire pour les grands clients industriels;

- la possibilité d'utiliser la marge excédentaire pour répondre à la croissance de la demande régulière de la clientèle;
- la cohérence avec le traitement des capacités excédentaires d'un client ayant signé une garantie financière;
- la similarité avec d'autres coûts socialisés.

[462] Finalement, le Distributeur soumet que :

*« [...] considérant que ces coûts échoués reliés à la Marge excédentaire doivent être récupérés au service de transport, une répartition au prorata des revenus de distribution entraînerait le développement de prix de transport par catégorie tarifaire, tant pour le service fourni par le distributeur que celui fourni par le client. Le tarif de transport serait alors plus complexe, s'éloignerait du principe d'application d'un prix unitaire unique et amènerait un signal de prix du service de transport du distributeur variable par catégorie tarifaire non comparable au marché »<sup>136</sup>.*

[463] Selon le Distributeur, la récupération des coûts échoués au prorata des volumes ne nécessite pas de modifications à la structure tarifaire actuelle, car ceux reliés à la marge excédentaire doivent être fonctionnalisés au service de transport, conformément à la décision D-2017-094.

[464] L'ACIG ne s'oppose pas au maintien de la récupération des coûts reliés à la marge excédentaire au prorata des volumes de l'ensemble de la clientèle. Elle recommande à la Régie d'attendre la décision qui sera rendue dans le dossier R-3867-2013 Phase 2 avant de statuer définitivement sur la méthode d'allocation des coûts échoués de la marge excédentaire<sup>137</sup>.

[465] OC estime que la méthodologie proposée par le Distributeur est justifiée et elle recommande de l'approuver, notamment en raison de sa simplicité par rapport à la récupération des coûts échoués de la marge excédentaire au prorata des revenus de distribution<sup>138</sup>.

---

<sup>136</sup> Pièce [B-0054](#), p. 20.

<sup>137</sup> Pièce [C-ACIG-0025](#), p. 28.

<sup>138</sup> Pièce [C-OC-0010](#), p. 18.



[466] **La Régie prend acte de l'analyse relative à l'équité de la récupération des coûts reliés à la marge excédentaire.**

[467] **Considérant la simplicité de la méthodologie actuelle et la possibilité qu'un examen des coûts échoués soit effectué dans le dossier R-3867-2013 Phase 2, la Régie approuve la proposition de récupération des coûts reliés à la marge excédentaire au prorata des volumes de l'ensemble de la clientèle, excluant les clients en gaz d'appoint.**

## **15.2 HARMONISATION DES PRIX DES ZONES NORD ET SUD**

[468] Énergir propose de reconduire l'harmonisation des prix des zones Nord et Sud pour une quatrième année en attendant qu'une décision soit rendue sur leur fusion dans le cadre du dossier R-3867-2013.

[469] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver le maintien du CFR dans lequel est comptabilisée la différence entre les revenus générés par l'application de taux identiques pour les clients des zones Nord et Sud et les revenus qui seraient générés par les clients de la zone Nord si l'harmonisation temporaire des prix ne s'appliquait pas. Pour l'année 2018-2019, Énergir estime cette différence de revenus à - 3,562 M\$. En considérant les quatre années d'application, le solde du CFR est estimé par Énergir à plus de 10 M\$ au 30 septembre 2019.

[470] La Régie rappelle que dans ses décisions D-2016-156<sup>139</sup> et D-2017-094<sup>140</sup>, elle approuvait le maintien du CFR jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue sur la fusion des zones Nord et Sud et reconduisait l'harmonisation des prix de ces zones jusqu'à cette même décision finale.

## **15.3 TARIFS DU SERVICE DE TRANSPORT**

[471] Les coûts totaux de transport prévus pour l'année tarifaire 2018-2019 s'élèvent à 175,394 M\$. Ces coûts sont réduits des revenus d'OMA de 0,358 M\$, des revenus

---

<sup>139</sup> [Page 77.](#)

<sup>140</sup> [Page 123.](#)

d'ajustement d'inventaire de transport, portion variation de prix, de 2,527 M\$ ainsi que des revenus de transport du gaz d'appoint de 0,250 M\$. Ainsi, les coûts de transport à récupérer via le tarif de transport s'élèvent à 172,259 M\$.

[472] Ces coûts de 172,259 M\$, de même que les taux qui permettraient à Énergir de les récupérer, sont présentés à la pièce B-0118<sup>141</sup>.

**[473] La Régie approuve les taux du tarif de transport tels que proposés par Énergir.**

#### 15.4 TARIF DU SERVICE D'ÉQUILIBRAGE

[474] Les coûts totaux associés à l'équilibrage prévus pour l'année tarifaire 2018-2019 sont de 174,7 M\$, soit un montant de 68,6 M\$ pour la pointe et 106,1 M\$ pour l'espace. Les prix du service d'équilibrage pour 2018-2019 sont présentés et expliqués aux pièces B-0119 et B-0188, respectivement<sup>142</sup>.

[475] Pour éviter l'accroissement des crédits octroyés et dans la mesure où certains aspects du tarif d'équilibrage sont examinés dans le cadre du dossier R-3867-2013, le Distributeur propose de maintenir temporairement les prix minimal et maximal d'équilibrage approuvés par la décision D-2013-115<sup>143</sup>, soit -1,561 ¢/m<sup>3</sup> et 7,638 ¢/m<sup>3</sup> respectivement.

[476] En réponse à une DDR de la FCEI, le Distributeur corrige une erreur d'évaluation des facteurs A, H et P au tarif d'équilibrage pour un client au tarif D3 et dépose un nouveau tableau présentant les prix d'équilibrage pour 2018-2019 dans la pièce B-0230<sup>144</sup>. Il précise que cette correction n'affecte en rien le revenu requis pour l'année 2018-2019 et propose de mettre à jour l'information relative au dossier lors de la réévaluation des tarifs suivant la décision à intervenir sur le présent dossier.

**[477] La Régie demande au Distributeur de réviser les taux d'équilibrage lors de la mise à jour de l'information relative au présent dossier, à la suite de la présente décision, afin d'y corriger une erreur d'évaluation des facteurs A, H et P.**

---

<sup>141</sup> Pièce [B-0118](#).

<sup>142</sup> Pièces [B-0119](#) et [B-0188](#).

<sup>143</sup> [Page 7](#), par. 14.

<sup>144</sup> Pièce [B-0230](#), p. 33.

[478] **La Régie approuve les taux d'équilibrage tels que proposés par Énergir, sous réserve des ajustements qui y seront apportés suivant la présente décision.**

## 15.5 TARIF AU POINT DE RÉCEPTION DE SAINT-HYACINTHE

[479] Dans sa décision D-2018-135, la Régie accueillait la demande d'Énergir et approuvait la modification des taux du tarif de réception au point de réception de Saint-Hyacinthe pour l'année 2017-2018<sup>145</sup>.

[480] Pour l'année 2018-2019, Énergir demande à la Régie d'approuver la stratégie tarifaire d'établissement des tarifs de distribution ainsi que les taux en découlant, notamment ceux du tarif de réception. Pour ce dernier, les taux sont mis à jour à chaque dossier tarifaire afin de refléter l'état du remboursement de l'investissement ainsi que la mise à jour des intrants du tarif. Questionnée à cet égard, Énergir dépose une mise à jour de sa preuve initiale afin de présenter les paramètres de calcul du tarif de réception au point de réception de Saint-Hyacinthe et le détail des coûts<sup>146</sup>.

[481] Le GRAME est d'avis que, par équité envers les producteurs de GNR et pour éviter de créer un désincitatif de production, la réduction des coûts de transport pourrait être comptabilisée sur la période où la production locale de GNR est inférieure à la consommation de cette même zone afin de permettre, le cas échéant, de l'appliquer en réduction du taux du tarif de réception pour les volumes livrés en territoire dans le cas d'un dépassement de production dans cette même zone. Une autre solution serait de créer un nouveau tarif de réception visant spécifiquement le GNR, en le dissociant de la production de gaz de schiste.

[482] La Régie juge satisfaisante l'information sur le tarif de réception présentée dans la pièce B-0188 eu égard à ses ordonnances contenues dans la décision D-2011-108<sup>147</sup>. Elle note que les taux au point de réception de la Ville de Saint-Hyacinthe, tels que proposés par Énergir, sont établis conformément à la méthode approuvée dans cette décision.

---

<sup>145</sup> [Page 8](#), par. 24.

<sup>146</sup> Pièce [B-0188](#), tableaux 6, 7 et 8, et annexe 2.

<sup>147</sup> [Page 17](#), par 53, et p. 22, par. 77.

[483] La Régie note que pour l'année 2018-2019, Énergir ne présente pas, dans sa Demande, de conclusion quant à la mise à jour des taux du tarif de réception, comme ce fut le cas pour la mise à jour des taux de l'année 2017-2018. Considérant le caractère spécifique du tarif de réception, la Régie juge important, aux fins des prochaines demandes d'Énergir, qu'une conclusion à cet effet soit présentée clairement et distinctement de la conclusion portant sur la stratégie tarifaire en distribution et des taux en découlant.

**[484] Conséquemment, la Régie ordonne au Distributeur, à compter du dossier tarifaire 2019-2020, d'inclure à sa demande une conclusion spécifique relative à la mise à jour des taux du tarif de réception, le cas échéant. Elle lui demande également de déposer les renseignements liés à ce tarif selon le même niveau de détail que celui présenté dans la pièce B-0188 et de présenter les coûts détaillés dans un fichier Excel.**

[485] Quant aux représentations du GRAME liées à un désincitatif potentiel de produire du GNR, la Régie comprend que l'intervenant souhaite favoriser l'émergence d'une filière de production de GNR au Québec et l'injection de ce dernier dans le réseau de distribution d'Énergir. À cet égard, la Régie souligne que la mise en place de mesures relatives à l'achat et la vente de GNR sont à l'étude dans le cadre du dossier R-4008-2017. De plus, elle note que l'approvisionnement en GNR produit au Québec ne représente que 0,2 % et 1,03 % de la demande pour 2019 et 2020 respectivement<sup>148</sup>. Dans ce contexte, la Régie juge qu'il est prématuré au présent dossier de donner une orientation pour le traitement des coûts de transport découlant d'un approvisionnement en GNR produit dans une zone de consommation et livré hors de cette zone.

[486] Par ailleurs, la Régie juge intéressant de connaître, par zone de consommation, la quantité de GNR produite au Québec et injectée dans le réseau de distribution. **La Régie demande donc à Énergir, à compter du prochain dossier tarifaire, de déposer une carte des zones de consommation. Elle lui demande d'y présenter, pour chaque zone de consommation, la prévision de la demande, l'approvisionnement prévu en GNR produit au Québec et, le cas échéant, les volumes livrés hors zone de consommation.**

---

<sup>148</sup> Pièce [A-0049](#), p. 150.

## 15.6 STRATÉGIE TARIFAIRE POUR L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DE DISTRIBUTION

[487] Dans la mesure où les travaux sur la vision tarifaire sont toujours en cours, Énergir propose de maintenir la même approche pour l'établissement des tarifs 2018-2019 que celle approuvée par la Régie dans la décision D-2013-106.

[488] Pour le tarif D1, Énergir propose de maintenir les deux conditions suivantes :

- l'application d'une variation uniforme des revenus générés à l'ensemble des paliers équivalant à la variation globale déterminée dans la répartition tarifaire;
- le maintien du ratio actuel entre les composantes fixes et variables.

[489] Le document « Répartition tarifaire 2018-2019 » présente une variation globale de - 0,4 % au tarif D1<sup>149</sup>. Cette hausse vise tous les paliers de ce tarif. Pour y arriver, les frais de base et les taux unitaires aux volumes retirés sont modifiés de façon à conserver le ratio fixe/variable obtenu à l'aide des tarifs actuels. Ainsi, les frais de base proposés sont obtenus en diminuant uniformément les frais de base actuels de 0,4 %.

[490] Pour l'établissement des tarifs D3 et D4, Énergir propose également de maintenir la même approche que celle approuvée par la Régie dans la décision D-2013-106. Ainsi, le taux au volume retiré est maintenu à 0,350 ¢/m<sup>3</sup> et la variation tarifaire est appliquée en totalité sur la grille des taux de l'obligation minimale quotidienne.

[491] Le résultat de la répartition tarifaire présente des variations uniformes de - 0,4 % aux tarifs D3 et D4 et les revenus proposés « Avant modifications » et « Après modifications » présentent ces mêmes variations<sup>150</sup>.

[492] Pour le tarif D5, le résultat de la répartition tarifaire présente également une variation uniforme de - 0,4 %. Les revenus proposés avant et après modifications font état de cette même variation.

---

<sup>149</sup> Pièce [B-0120](#), colonnes 12 et 13.

<sup>150</sup> Pièce [B-0191](#).

[493] La Régie considère que, tant que les travaux sur la vision tarifaire sont en cours dans le dossier R-3867-2013, il y a lieu de maintenir la stratégie tarifaire approuvée pour l'établissement des tarifs de distribution dans sa décision D-2013-106.

**[494] En conséquence, la Régie approuve la stratégie tarifaire pour l'établissement des tarifs de distribution proposée par le Distributeur ainsi que les taux en découlant pour l'année 2018-2019, sous réserve des ajustements à apporter selon les dispositions de la présente décision.**

### 15.7 SUIVI DE LA DÉCISION D-2008-140

[495] Dans sa décision D-2008-140<sup>151</sup>, la Régie demandait au Distributeur de lui présenter une analyse de rentabilité de ses stratégies en matière de renouvellement des contrats de transport FTLH et FTSH lors du prochain dossier tarifaire, en y intégrant les revenus de distribution espérés pouvant découler de la réalisation d'un scénario favorable.

[496] Le suivi de cette décision, lié à l'analyse de rentabilité, est présenté avec la preuve relative au Plan d'approvisionnement. La présente section porte sur le suivi lié aux revenus supplémentaires découlant du scénario favorable. Pour l'année 2018-2019, en avançant l'hypothèse que la prévision de la demande du scénario favorable se réalisait au courant de l'année financière, les revenus de distribution seraient plus élevés d'un montant de 12,8 M\$, toutes choses étant égales par ailleurs<sup>152</sup>.

[497] Énergir soumet que l'information sur les revenus estimés est peu pertinente, considérant la probabilité de réalisation très faible du scénario favorable. Elle demande donc à la Régie d'autoriser la fin du suivi demandé dans la décision D-2008-140 concernant la présentation des revenus associés au scénario favorable.

[498] En ce qui a trait au premier suivi de la décision D-2008-140 déposé par le Distributeur, la Régie se prononçait comme suit dans la décision D-2009-156 :

*« [133] La Régie prend acte de la capacité de 528 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour retournée à TCPL et du suivi Revenus de distribution-scénario favorable. La Régie note également*

---

<sup>151</sup> [Page 50.](#)

<sup>152</sup> [Pièce B-0125.](#)

*que, selon Gaz Métro, l'enjeu principal associé au retour de petites quantités comme 200 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour par exemple, toutes choses étant égales par ailleurs, serait de déterminer quel type de transport, FTLH ou FTSH, devrait être retourné.*

*[134] Considérant que des contrats viennent à échéance à chaque année et que le contexte de marché peut évoluer d'une année à l'autre, la Régie considère que l'examen de la capacité de transport à détenir doit être fait chaque année. Elle maintient donc sa demande au distributeur de présenter une analyse de rentabilité de ses stratégies en matière de renouvellement des contrats de transport FTLH et FTSH [...] »<sup>153</sup>.*

[499] La Régie est d'avis que mettre fin au suivi de la décision D-2008-140 portant sur les revenus de distribution du scénario favorable respecte les dispositions de la décision D-2009-156, considérant qu'elle demandait initialement ce suivi pour le prochain dossier tarifaire. Et dans le cadre de ce dernier, elle prenait acte du suivi déposé et en maintenait la deuxième partie, soit celle portant sur l'analyse de rentabilité des stratégies en matière de renouvellement des contrats de transport FTLH et FTSH.

[500] Par ailleurs, la Régie note que le contexte de l'approvisionnement gazier des dernières années est marqué, entre autres, par le déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn et par la modification de l'article 72 de la Loi, qui prévoit désormais que le Distributeur peut détenir une marge excédentaire de capacités de transport qu'il estime nécessaire pour favoriser le développement d'activités industrielles. Le présent contexte diffère de celui des années 2008 et 2009, où s'amorçait alors un processus de non-renouvellement des capacités de transport auprès de TCPL<sup>154</sup>.

**[501] Pour ces motifs, la Régie autorise Énergir à mettre fin à la deuxième partie du suivi demandé dans la décision D-2008-140, soit celle concernant la présentation des revenus associés au scénario favorable.**

**[502] La Régie réitère sa demande quant à la première partie du suivi de la décision D-2008-140, maintenu dans la décision D-2009-156, portant sur l'analyse de rentabilité des stratégies en matière de renouvellement des contrats de transport FTLH et FTSH pour chacun des dossiers tarifaires.**

---

<sup>153</sup> [Page 36](#).

<sup>154</sup> Dossier R-3720-2010, décision [D-2010-144](#), p. 31.

## 16. DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[503] Énergir demande à la Régie d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion de certains renseignements, et dépose des déclarations sous serment au soutien de ces demandes de traitement confidentiel.

[504] 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 ».*

[505] Cet article constitue une exception à la règle générale du caractère public des audiences. Selon cette règle, il incombe à celui qui demande une ordonnance de confidentialité de prouver que les renseignements visés par sa demande ont un caractère confidentiel qui doit être respecté.

[506] Aux fins du présent dossier, la Régie prend en considération la nature des renseignements visée par la demande et le préjudice auquel Énergir serait exposée, selon les déclarations sous serment déposées au dossier.

### 16.1 RENSEIGNEMENTS CAVIARDÉS CONTENUS À LA PIÈCE B-0072<sup>155</sup>

[507] Énergir demande le traitement confidentiel des informations caviardées relatives aux coûts du projet visant la mise en place d'une solution informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle, ou permettant de les déduire.

[508] Au soutien de sa demande, Énergir dépose la déclaration sous serment de monsieur Richard Roy<sup>156</sup> dans laquelle il indique que, dans le dossier R-4014-2017 portant sur la demande d'autorisation de ce projet, Énergir a demandé que les informations caviardées relatives aux coûts dudit projet soient traitées de manière confidentielle.

---

<sup>155</sup> Cette pièce est amendée comme pièce B-0221. Une version confidentielle de la pièce est déposée comme pièce B-0073 (et amendée comme pièce B-0222).

<sup>156</sup> Pièce [B-0065](#).



[509] Dans sa décision D-2017-144, la Régie a accueilli la demande de traitement confidentiel du Distributeur et a interdit la divulgation, la publication et la diffusion des informations caviardées relatives aux coûts de ce projet jusqu'à ce qu'il soit complété. Or, en date des présentes, il n'est pas complété, ce qui justifie la demande de traitement confidentiel dans le présent dossier, jusqu'à ce que le projet soit complété.

**[510] Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Richard Roy, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0072. La Régie en interdit la divulgation, la publication et la diffusion jusqu'à ce que le projet soit complété.**

## **16.2 RENSEIGNEMENTS CAVIARDÉS DES PIÈCES B-0065<sup>157</sup> ET B-0080<sup>158</sup>**

[511] Énergir demande à la Régie d'ordonner la confidentialité des informations caviardées de la pièce B-0080, et ce, pour une durée indéterminée. Au soutien de sa demande, elle dépose la déclaration sous serment de monsieur Richard Roy<sup>159</sup> par laquelle, par ailleurs, Énergir demande le traitement confidentiel pour une durée indéterminée des renseignements caviardés.

[512] La Régie, à la suite de l'examen des motifs invoqués, est d'avis qu'il y a lieu d'accueillir la demande de traitement confidentiel. **Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Richard Roy, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés des pièces B-0065 et B-0080. La Régie en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée indéterminée.**

## **16.3 RENSEIGNEMENTS CAVIARDÉS DE LA PIÈCE B-0112<sup>160</sup>**

[513] Énergir demande le traitement confidentiel des informations caviardées de la pièce B-0112 jusqu'au 30 septembre 2019. Au soutien de sa demande, elle dépose la

---

<sup>157</sup> Une version confidentielle de cette pièce est déposée comme pièce B-0066.

<sup>158</sup> Une version confidentielle de cette pièce est déposée comme pièce B-0081.

<sup>159</sup> Pièce [B-0065](#).

<sup>160</sup> Une version confidentielle de cette pièce est déposée comme pièce B-0113.

déclaration sous serment de monsieur Richard Roy<sup>161</sup> dans laquelle ce dernier soumet que les informations caviardées sont relatives à certaines dépenses d'opération envisagées pour l'année 2019 à la direction des Technologies de l'information, liées à des mandats qu'Énergir entend octroyer à des consultants externes.

[514] Monsieur Roy souligne que considérant les montants en jeu pour la réalisation de ces mandats, Énergir entend lancer un appel de propositions afin d'obtenir le meilleur prix possible. Or, un tel exercice serait dépourvu de toute valeur si des éventuels soumissionnaires connaissaient l'ampleur du budget fixé par Énergir pour réaliser ces mandats.

**[515] Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Roy, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0112. La Régie en interdit la divulgation, la publication et la diffusion jusqu'au 30 septembre 2019.**

#### **16.4 RENSEIGNEMENTS CAVIARDÉS DU TABLEAU 7 DE LA PIÈCE B-0218<sup>162</sup>**

[516] Énergir dépose, au soutien de sa demande de traitement confidentiel, la déclaration sous serment de monsieur Vincent Regnault<sup>163</sup>. Ce dernier affirme que les renseignements caviardés contenus au tableau 7 de la pièce B-0218 portent sur la prévision des prix des droits d'émission pour la période 2019-2022.

[517] Il indique également que ces renseignements ont été fournis à Énergir par la firme CaliforniaCarbon.info dans le cadre d'un service payant auquel Énergir est abonnée. Or, en vertu des termes d'utilisation du service fourni par cette firme, Énergir ne peut divulguer publiquement à des tiers les renseignements obtenus, sans contrevenir à ses obligations contractuelles.

**[518] Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Regnault, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des**

---

<sup>161</sup> Pièce B-0065. Une version confidentielle de cette pièce est déposée comme pièce B-0066.

<sup>162</sup> Cette pièce a été amendée préalablement comme pièce B-0034, B-0132, B-0170 et B-0202. Une version confidentielle est déposée comme pièce B-0219 (amendée préalablement comme pièce B-0035, B-0133, B-0171 et B-0203).

<sup>163</sup> Pièce [B-0030](#).

**renseignements caviardés du tableau 7 de la pièce B-0218 et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée indéterminée.**

## **16.5 RENSEIGNEMENTS CAVIARDÉS DE LA PIÈCE B-0039<sup>164</sup>**

[519] Dans sa déclaration sous serment au soutien de la demande de traitement confidentiel des informations caviardées de diverses sections de la pièce B-0039, monsieur Vincent Regnault<sup>165</sup> indique, quant à la section 1 (à l'exception de la dernière colonne du tableau 3), que cette section présente la description des offres reçues des suites d'un appel d'offres lancé pour combler les besoins d'entreposage d'Énergir à compter du 1<sup>er</sup> avril 2018.

[520] Or, il affirme qu'Énergir s'est engagée auprès des soumissionnaires à protéger l'information contenue dans les offres transmises. De plus, les informations sont de nature commerciale et, si elles étaient divulguées, elles pourraient permettre aux différents fournisseurs offrant des capacités d'entreposage de se positionner en fonction de ces dernières et de formuler des propositions moins avantageuses, causant ainsi un préjudice commercial à Énergir au détriment de sa clientèle.

[521] En ce qui a trait aux informations caviardées de la section 2 de la pièce B-0039, monsieur Regnault affirme que ces informations présentent l'analyse de certaines offres en matière de service d'entreposage effectuée par Énergir et exposent ainsi la stratégie relative aux capacités d'entreposage qu'elle vise pour le futur. Selon lui, la divulgation de ces informations pourrait également permettre aux différents fournisseurs offrant des capacités d'entreposage de se positionner en fonction de ces dernières et de formuler des propositions moins avantageuses, causant ainsi un préjudice commercial à Énergir au détriment de sa clientèle. De plus, Énergir n'entend pas limiter l'utilisation de cette stratégie à une période déterminée dans le futur.

[522] Finalement, en ce qui a trait à la dernière colonne du tableau 3, aux informations caviardées de la section 3 et à l'annexe 1 de la pièce B-0039, monsieur Regnault indique que ces informations présentent les caractéristiques de l'offre d'Union Gas retenue par Énergir relativement aux services d'entreposage requis à compter du 1<sup>er</sup> avril 2018.

---

<sup>164</sup> Une version confidentielle de cette pièce est déposée comme pièce B-0040.

<sup>165</sup> Pièce [B-0030](#).

[523] Il ajoute que ces informations sont de nature commerciale et si elles étaient divulguées, elles permettraient aux différents fournisseurs d'entreposage de connaître les paramètres et caractéristiques de l'offre que leurs concurrents sont en mesure de fournir pour une période donnée, leur donnant ainsi l'occasion d'ajuster leur offre de services en conséquence, ce qui pourrait porter atteinte aux négociations contractuelles futures d'Énergir et lui causer un préjudice commercial au détriment de sa clientèle.

**[524] Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Regnault, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des informations caviardées de la section 1 de la pièce B-0039, à l'exception de la dernière colonne du tableau 3 et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une période de 10 ans.**

**[525] La Régie accueille également, pour les motifs invoqués à cette même déclaration sous serment, la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des informations caviardées de la section 2 et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée indéterminée. Par ailleurs, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel de la dernière colonne du tableau 3, des informations caviardées de la section 3, ainsi que de l'annexe 1 de la pièce B-0039 et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée d'un an.**

## **16.6 RENSEIGNEMENTS CAVIARDÉS DE LA PIÈCE B-0127<sup>166</sup>**

[526] Énergir demande le traitement confidentiel des informations caviardées de la pièce B-0127, et ce, pour une durée indéterminée. Au soutien de sa demande, elle dépose la déclaration sous serment de monsieur Regnault<sup>167</sup>.

[527] Dans sa déclaration, monsieur Regnault affirme que les informations caviardées de la pièce B-0127 exposent les prix obtenus auprès de fournisseurs de GNR. Ces informations sont de nature commerciale et, si elles étaient divulguées, elles permettraient aux différents fournisseurs de GNR de connaître les paramètres et caractéristiques de l'offre que leurs concurrents sont en mesure de fournir. Ces derniers pourraient ainsi ajuster leur offre de

---

<sup>166</sup> Une version confidentielle de cette pièce est déposée comme pièce B-0128.

<sup>167</sup> Pièce [B-0063](#).

services en conséquence, ce qui porterait atteinte aux négociations contractuelles futures d'Énergir et lui causerait un préjudice commercial au détriment de l'ensemble de sa clientèle. Finalement, monsieur Regnault affirme qu'Énergir et les fournisseurs ont convenu de prix pour du GNR, sous condition que cette information ne soit pas rendue publique.

**[528] Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Regnault, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des informations caviardées de la pièce B-0127, et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée indéterminée.**

## **16.7 RENSEIGNEMENTS CAVIARDÉS DE LA PIÈCE B-0084<sup>168</sup>**

[529] Énergir demande le traitement confidentiel des informations caviardées de la pièce B-0084 et, au soutien de cette demande, dépose la déclaration sous serment de monsieur Éric Lachance<sup>169</sup>.

[530] Monsieur Lachance indique que les informations caviardées sont stratégiques et, si elles étaient divulguées, cela risquerait de causer un préjudice commercial à Énergir et ses filiales. Toutefois, ces données deviennent obsolètes ou de moindre intérêt après une période de 10 ans.

**[531] Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Lachance, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des informations caviardées de la pièce B-0084, et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée de 10 ans.**

## **16.8 RÉPONSES AUX DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS**

[532] Énergir demande le traitement confidentiel des réponses suivantes à certaines DDR :

---

<sup>168</sup> Une version confidentielle de cette pièce est déposée comme pièce B-0085.

<sup>169</sup> Pièce [B-0062](#).

- informations caviardées des réponses aux questions 33.4 et 33.5 de la pièce B-0210<sup>170</sup>, pour une durée indéterminée et pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Jacques Martin;
- informations caviardées contenues à la réponse 33.6 de la pièce B-0210<sup>171</sup>, jusqu'à ce que le projet soit complété et pour les motifs invoqués aux paragraphes 3 à 7 de la déclaration sous serment de monsieur Richard Roy;
- réponse à la question 1.1 de la pièce B-0228<sup>172</sup>, pour une durée indéterminée, conformément au paragraphe 16 de la décision D-2017-014 rendue dans le dossier R-3987-2016;
- réponses aux questions 2.1 et 2.2 de la pièce B-0228<sup>173</sup>, jusqu'à ce que le projet soit complété et pour les motifs invoqués aux paragraphes 3 à 7 de la déclaration sous serment de monsieur Richard Roy.

[533] **Considérant les ordonnances de traitement confidentiel rendues relativement aux renseignements et aux pièces énoncés à la présente section, qui sont en lien direct avec les renseignements déposés en réponse aux questions énumérées au paragraphe précédent, la Régie accueille les demandes de traitement confidentiel d'Énergir quant à ces pièces et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour les durées spécifiées ci-haut.**

## 17. CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

[534] Énergir présente les modifications qu'elle souhaite apporter aux versions française et anglaise des *Conditions de service et Tarif* (CST), lesquelles seront effectives à la date de mise en vigueur de la décision finale de la Régie<sup>174</sup>.

---

<sup>170</sup> Une version confidentielle de la pièce B-0210 est déposée comme pièce B-0227.

<sup>171</sup> Une version confidentielle de la pièce B-0210 est déposée comme pièce B-0227.

<sup>172</sup> Pièce déposée sous pli confidentiel seulement.

<sup>173</sup> Pièce déposée sous pli confidentiel seulement.

<sup>174</sup> Pièce [B-0196](#).

## 17.1 CHAPITRE 8. DÉPÔT

### 17.1.1 VERSEMENT ET DÉLAI DE CONSERVATION

[535] Afin que tous ces clients assujettis aux règles de dépôts soient informés de la pratique actuelle, Énergir propose de modifier l'article 8.3 des CST de la façon suivante :

« 8.3 VERSEMENT

[...]

*Lorsque l'appareil de mesure est fermé et scellé, le distributeur peut exiger que le dépôt ~~doit être~~soit versé avant que l'appareil de mesure ne soit descellé et ouvert par le distributeur.*

[...]

*En tout temps, le client peut contacter le distributeur afin de lui proposer une entente de paiement, tel que prévu à l'article 9.1 »<sup>175</sup>.*

[536] Énergir est d'avis que le délai de conservation du dépôt pour un client qui utilise le gaz naturel pour un autre usage qu'un usage domestique pourrait être assoupli afin de mieux gérer les risques que peut présenter un défaut de paiement à la date d'échéance. Ainsi, elle propose de modifier l'article 8.4 des CST, comme suit :

« 8.4 DÉLAI DE CONSERVATION

[...]

*Durant la période de conservation du dépôt, si le client fait défaut de payer à la date d'échéance une ou plusieurs factures de gaz naturel si un avis final est envoyé au client, le distributeur renouvelle le délai de conservation du dépôt pour une durée équivalente au délai de conservation initial de 12 mois si la nouvelle date d'échéance est postérieure à la date d'échéance initiale du délai de conservation »<sup>176</sup>.*

---

<sup>175</sup> Pièce B-0183, p. 6.

<sup>176</sup> *Ibid.*

[537] La FCEI appuie les modifications aux articles 8.3 et 8.4 proposées par Énergir. Elle recommande également d'ajouter une disposition à l'article 8.4 afin de prévoir la remise du dépôt au client si ce dernier paie toutes ses factures avant échéance pendant 12 mois consécutifs.

[538] En audience, Énergir indique s'en remettre à la Régie quant à l'ajout du paragraphe suggéré par la FCEI. Cependant, afin de préserver le délai de conservation du tarif D<sub>R</sub> intact, le libellé du paragraphe additionnel à la fin de l'article 8.4 devrait se lire comme suit, le cas échéant :

*« Si, sur une période de 12 mois consécutifs, le client qui utilise le gaz naturel pour un autre usage acquitte l'ensemble de ses factures au plus tard à la date d'échéance qui y est indiquée, le dépôt lui est remis en totalité selon les modalités prévues à l'article 8.6.3 »<sup>177</sup>.*

[539] Toutefois, Énergir indique que l'application de ce paragraphe additionnel à l'article 8.4 devrait être reportée au 1<sup>er</sup> octobre 2019. Elle explique que ce délai lui permettra de programmer les systèmes informatiques et de communiquer ce changement aux clients afin qu'ils soient bien informés<sup>178</sup>.

[540] Considérant qu'un dépôt de garantie peut être conservé par Énergir pour une durée excédant largement le délai de conservation initial, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'assouplir la règle actuelle portant sur le délai de conservation. Elle retient également la recommandation de la FCEI visant la remise du dépôt au client.

**[541] Conséquemment, la Régie approuve les modifications aux articles 8.3 et 8.4 des CST, telles que proposées par Énergir. De plus, elle lui ordonne d'ajouter, à la fin de l'article 8.4, l'alinéa proposé par la FCEI tel que modifié au paragraphe 538 de la présente décision, dont l'application sera le 1<sup>er</sup> octobre 2019.**

---

<sup>177</sup> Pièce [B-0270](#), p. 2.

<sup>178</sup> Pièce [A-0049](#), p. 199.



### 17.1.2 TAUX D'INTÉRÊT SUR LES DÉPÔTS

[542] Selon le Distributeur, la mécanique actuelle d'établissement du taux d'intérêt applicable aux dépôts soulève une iniquité émanant de la variabilité du taux préférentiel. En effet, les changements au niveau du taux préférentiel affectent directement le rendement réel des soldes créditeurs détenus par Énergir sans que cette évolution ne soit reflétée sur le taux d'intérêt applicable aux dépôts des clients. Dans cette situation, un écart positif ou négatif est automatiquement créé entre les intérêts versés à Énergir par la banque et les intérêts payés par Énergir à ses clients.

[543] Énergir soumet une autre situation d'iniquité émanant de la marge, soit le montant toujours positif retranché du taux préférentiel. Lors de sa dernière négociation avec la banque, Énergir a réussi à faire réduire la marge en contrepartie de l'augmentation générale des frais des opérations bancaires. Ainsi, seuls les clients déposants obtiennent la compensation issue de la bonification des intérêts offerts en contrepartie de l'augmentation des frais bancaires, alors que cette dernière se retrouve dans le coût de service assumé par tous les clients.

[544] Pour répondre à ces enjeux, Énergir propose de fixer le taux d'intérêt qu'elle verse à ses clients assujettis au dépôt sur la base du taux des certificats de placement garanti non enregistrés et non rachetables d'un terme de 12 mois offert aux particuliers, tel que publié par la Banque Nationale du Canada le premier jour bancaire ouvrable de chaque année. Hydro-Québec utilise la même méthode, à la différence de la date de fixation. Le taux étant public et facilement accessible, le Distributeur est d'avis que cette méthode a l'avantage d'offrir une transparence que ne confère pas la méthode actuelle. Ce taux varie en fonction des marchés, mais reste fixe durant le terme de 12 mois, ce qui correspond à la fréquence de fixation du taux offert aux clients.

[545] Énergir propose donc de modifier l'article 8.5.1 des CST de la façon suivante :

« 8.5.1 TAUX D'INTÉRÊT

*Le dépôt produit des intérêts qui appartiennent au client.*

*Le taux d'intérêt annuel sur le dépôt est établi le 1<sup>er</sup> janvier de chaque année en fonction du taux d'intérêt sur les soldes créditeurs prévu à la lettre d'entente sur les opérations bancaires en vigueur à ce moment et en fonction du taux*

*préférentiel de la banque avec laquelle cette lettre d'entente a été conclue des certificats de placement garanti (CPG) non enregistrés et non rachetables d'un terme de 12 mois offert aux particuliers, tel que publié par la Banque Nationale du Canada le premier jour bancaire ouvrable de chaque année.*

[...] »<sup>179</sup>.

[546] La Régie est d'avis que la proposition d'Énergir rend le processus de fixation du taux d'intérêt plus transparent. De plus, elle note qu'il s'agit d'une méthode semblable à celle appliquée par Hydro-Québec dans ses activités de distribution.

[547] **Pour ces motifs, la Régie approuve la modification à l'article 8.5.1 des CST, telle que proposée par Énergir.**

### 17.1.3 REMISE DU DÉPÔT

[548] L'article 8.6.2 des CST prévoit que le Distributeur doit rembourser au client, par chèque, la totalité de son dépôt en argent avec les intérêts produits non encore crédités lorsque certaines conditions sont satisfaites. Dans certains cas, il arrive que le montant du chèque émis soit peu élevé.

[549] Évoquant les coûts d'impression, de traitements bancaires, d'enveloppes, de timbres et de main-d'œuvre, les impacts sur l'environnement et la perception de la clientèle par rapport à une pratique où des chèques sont émis pour des montants qui peuvent être relativement minimes, Énergir propose de modifier l'article 8.6.2 des CST de la façon suivante :

#### « 8.6.2 REMISE DU DÉPÔT

*Dans les 30 jours de l'expiration du délai de conservation du dépôt ou du respect de la condition portant sur les informations obligatoires prévues à l'article 8.1.1.1, le distributeur doit rembourser au client, par chèque, la totalité de son dépôt en argent avec les intérêts produits non encore crédités ou remettre au client les garanties qu'il détient. Toutefois, si le montant du chèque à émettre est inférieur à 5,00 \$, le distributeur ne l'émettra qu'à la demande du client.*

---

<sup>179</sup> Pièce [B-0183](#), p. 11.

*Cependant, lorsque la fin d'un contrat est survenue, le délai de remise du dépôt peut être prolongé jusqu'à 10 jours ouvrables afin de vérifier que le paiement est honoré »<sup>180</sup>.*

[550] La Régie note que la proposition d'Énergir n'empêche pas le remboursement aux clients qui le souhaitent, tout en réduisant les coûts et l'impact environnemental. **Conséquemment, la Régie approuve la modification à l'article 8.6.2 des CST, telle que proposée par Énergir.**

[551] Toutefois, bien que les modalités applicables à la remise des dépôts aux clients soient prévues au texte des CST<sup>181</sup>, **la Régie demande à Énergir de prévoir un processus d'information additionnel auprès des clients pour le remboursement des dépôts dont le solde est inférieur à 5 \$.**

#### **17.1.4 MONTANT DU DÉPÔT EXIGÉ**

[552] Questionnée par la FCEI quant au montant du dépôt exigé, le Distributeur indique avoir évalué la possibilité de le déterminer en utilisant la moyenne des factures d'une période de 12 mois. À la suite de son analyse, le Distributeur estime qu'un changement de méthode pour la détermination du montant aurait pour effet de diminuer d'environ 51 % le montant des dépôts demandés et augmenterait de 117 % le montant des mauvaises créances ne pouvant être couvertes par les dépôts exigés, compte tenu de leur insuffisance<sup>182</sup>.

[553] Énergir croit que la prudence est de mise et juge qu'il est plus approprié de n'apporter aucune modification à l'article 8.2.2 des CST.

[554] La FCEI propose de hausser à 1 000 \$ le seuil à partir duquel les dépôts sont exigibles. L'intervenante soumet que la hausse des mauvaises créances aurait sans doute un impact favorable sur les charges d'opération puisque le nombre de dossiers de dépôt à traiter serait réduit. De plus, la FCEI estime que le rehaussement du seuil minimal à partir duquel un dépôt est réclamé a un impact financier relativement modeste, notamment s'il est porté à 500 \$ ou 1 000 \$. Il représente, respectivement, 0,007 % et 0,025 % du revenu requis de distribution en 2016-2017.

---

<sup>180</sup> Pièce [B-0225](#), p. 33.

<sup>181</sup> Pièce [B-0210](#), p. 86.

<sup>182</sup> Pièce [B-0183](#), p. 5.

[555] Considérant l'augmentation estimée des mauvaises créances qui pourrait découler de l'augmentation du seuil à partir duquel un dépôt est exigible, **la Régie ne retient pas la proposition de la FCEI de hausser le seuil à partir duquel les dépôts sont exigibles.**

## 17.2 CHAPITRE 12. TRANSPORT

[556] À l'article 12.1.2.1 des CST, Énergir propose de déplacer une phrase en début de section comme suit :

« 12.1.2.1 Prix du transport

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

12.1.2.1.1 Prix de base du transport

[...]

12.1.2.1.2 Cavalier

[...]

~~Les prix du transport peuvent être ajustés périodiquement pour refléter le coût réel d'acquisition~~ »<sup>183</sup>.

[557] Dans l'article 12.2.2.1, Énergir propose de déplacer une phrase en début de section et de la modifier pour considérer l'application de plus d'un prix, comme suit :

« 12.2.2.1 Prix du service du distributeur

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

12.2.2.1.1 Prix de base du transport

[...]

12.2.2.1.2 Cavalier

[...]

---

<sup>183</sup> Pièce [B-0225](#), p. 47.

*Le prix de transport peut être ajusté périodiquement pour refléter le coût réel d'acquisition »<sup>184</sup>.*

[558] **La Régie approuve les modifications aux articles 12.1.2.1 et 12.2.2.1, telles que proposées par Énergir.**

### 17.3 CHAPITRE 13. ÉQUILIBRAGE

[559] Énergir propose de modifier le titre de l'article 13.1.2.2 afin de faciliter la compréhension de celui-ci, comme suit :

*« 13.1.2.2 Prix pour les clients dont le volume annuel est 75 000 m<sup>3</sup> et plus~~autres clients et pour les clients assujettis, en date du 30 septembre 2012, à l'article 13.1.2.2 des Conditions de service et Tarif en vigueur au 1er décembre 2010~~ ».*

[560] Le Distributeur rappelle que la mention « *pour les clients assujettis, en date du 30 septembre 2012, à l'article 13.1.2.2 des Conditions de service et Tarif en vigueur au 1<sup>er</sup> décembre 2010* », a été ajoutée lors de l'abolition du tarif DM afin que les anciens clients de ce tarif, avec un volume inférieur à 75 000 m<sup>3</sup>, puissent conserver un prix d'équilibrage personnalisé.

[561] Malgré la simplification du titre de l'article qu'il propose, le Distributeur précise qu'il s'engage à respecter le droit acquis pour ces clients, tel que demandé par la Régie au paragraphe 392 de sa décision D-2011-182.

[562] Aux fins de compréhension et d'application du droit acquis prévu par la décision D-2011-182, la Régie juge préférable de préserver le niveau de précision actuel pour le titre de l'article 13.1.2.2 des CST.

[563] **Par conséquent, la Régie refuse la demande du Distributeur de modifier le titre de l'article 13.1.2.2 des CST.**

---

<sup>184</sup> Pièce [B-0225](#), p. 49.

## 17.4 CHAPITRE 15. DISTRIBUTION

[564] Afin de permettre la modification du tarif de réception en cours d'année financière, Énergir propose de modifier l'article 15.5.2 comme suit :

*« 15.5.2 TARIF DE RÉCEPTION*

*Le tarif de réception peut être ajusté périodiquement pour refléter le coût réel »<sup>185</sup>.*

[565] En audience, le Distributeur souligne être d'accord avec une modification à sa proposition, qui ferait en sorte qu'elle se lirait ainsi<sup>186</sup> :

*« 15.5.2 TARIF DE RÉCEPTION*

*Les taux du tarif de réception peuvent être ajustés périodiquement pour refléter le coût réel »<sup>187</sup>.*

[566] La Régie note que l'article 15.5.2 lié au service de réception, tel que modifié, est comparable aux articles 12.1.2.1 et 12.2.2.1, qui prévoient que les prix du transport peuvent être ajustés périodiquement pour refléter le coût réel d'acquisition.

**[567] La Régie approuve la modification de l'article 15.5.2 des CST, telle que proposée en audience et apparaissant au paragraphe 565 de la présente décision.**

## 17.5 CHAPITRE 18. ENTRÉE EN VIGUEUR ET DISPOSITIONS TRANSITOIRES

[568] Énergir indique qu'en date du 1<sup>er</sup> septembre 2018, il n'y aura plus aucun client avec une entente de fourniture à prix fixe dont le point de livraison convenu est à Empress. Elle propose donc de supprimer l'article suivant :

---

<sup>185</sup> Pièce [B-0225](#), p. 66.

<sup>186</sup> Pièce [A-0052](#), p. 47.

<sup>187</sup> Pièce [A-0052](#).

~~« 18.2.4 ENTENTE DE FOURNITURE À PRIX FIXE~~

~~Le client déjà engagé dans une entente de fourniture à prix fixe dont le point de livraison convenu demeure Empress au delà du 31 octobre 2016 se verra octroyer un crédit mensuel de compression de 0,489 ¢ pour chaque m<sup>3</sup> de volume livré à compter du 1er novembre 2016.~~

~~Le client déjà engagé dans une entente de fourniture à prix fixe dont le point de livraison convenu demeure Empress au delà du 31 octobre 2016 sera assujéti aux « frais de livraison à Empress » de 3,107 ¢ pour chaque m<sup>3</sup> de volume livré à compter du 1er novembre 2016 »<sup>188</sup>.~~

[569] **La Régie approuve la suppression de l'article 18.2.4 des CST.**

## **18. AJUSTEMENT FINAL DES TARIFS**

[570] La Régie demande à Énergir de déposer la mise jour des informations relatives à l'établissement des tarifs finaux de l'année tarifaire 2018-2019, au plus tard le **21 novembre 2018 à 12 h**, ainsi que les textes des *Conditions de service et Tarif*, en tenant compte des modifications découlant de la présente décision.

[571] **Pour l'ensemble de ces motifs,**

### **La Régie de l'énergie :**

**AUTORISE**, jusqu'au 30 septembre 2021, la tenue des séances de travail trimestrielles dans le cadre du PCR;

**APPROUVE** le plan d'approvisionnement gazier 2019-2022, dont la modification au contrat actuel de service d'emmagasiner au site de Pointe-du-Lac avec Intragaz;

---

<sup>188</sup> Pièce [B-0225](#), p. 72.

**PREND ACTE** du fait qu'aucun outil de maintien par le client GM GNL n'est nécessaire pour l'année 2018-2019;

**APPROUVE** la marge excédentaire de transport de  $660 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$  ( $25 \text{ } 000 \text{ GJ/jour}$ ) à considérer dans le plan d'approvisionnement gazier 2019-2022, représentant entre 4,02% et 4,07% des livraisons annuelles sur l'horizon du plan;

**ACCUEILLE** les demandes d'Énergir de traiter, de façon confidentielle, les renseignements indiqués à la section 17 de la présente décision;

**RECONDUIT**, jusqu'au 30 septembre 2019, le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie;

**PREND ACTE** de la rentabilité du plan de développement;

**APPROUVE** un montant de 1 000 000 \$ pour le CASEP dans le coût de service 2018-2019;

**RECONDUIT** le programme relatif au CASS jusqu'à ce qu'une décision soit rendue sur les modalités d'un nouveau programme en aide aux ménages à faible revenu qui sera présenté au dossier tarifaire 2019-2020;

**AUTORISE** les projets d'acquisition ou de construction d'immeuble ou d'actifs de moins de 1,5 M\$ destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application;

**APPROUVE** les additions à la base de tarification relatives à des projets d'investissement inférieurs à 1,5 M\$;

**RECONDUIT** la structure de capital présumée actuelle constituée de 38,5 % d'avoir ordinaire, 7,5 % d'avoir privilégié et 54 % de dette;

**APPROUVE** un coût en capital moyen de 6,50 % pour l'année tarifaire 2018-2019;



**ÉTABLIT** le coût en capital prospectif à 5,65 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification ainsi qu'à l'actualisation des contributions tarifaires dans le cadre de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement;

**ÉTABLIT** le coût en capital prospectif après impôt à 5,16 % aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement en le comparant au TRI du projet, considérant que les flux monétaires des projets n'intègrent pas la notion d'économie d'impôt reliée aux frais financiers;

**ÉTABLIT** les charges d'exploitation à 213 100 000 \$ pour l'année tarifaire 2018-2019;

**PREND ACTE** des résultats des balisages exécutés pour les secteurs « Rémunération directe », « Exploitation du réseau », « Service à la clientèle », « Gestion de la flotte des véhicules », « Approvisionnement biens et services » et « Gestion de l'information », ainsi que des informations déposées en suivi de la décision D-2018-049, et s'en déclare satisfaite;

**AUTORISE** l'harmonisation, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2018, du traitement comptable réglementaire de la charge relative aux autres composantes du coût des ASF avec le traitement requis en vertu des PCGR des États-Unis;

**PREND ACTE** du suivi de la décision D-2017-094 portant sur les besoins et la gestion optimale des capacités d'entreposage, et s'en déclare satisfaite;

**PREND ACTE** du suivi de la décision D-2018-096, et s'en déclare satisfaite;

**FIXE** les coûts marginaux de prestation de service de long terme pour les rubriques « Saisie d'un nouveau contrat – comptes majeurs » et « Maintien de la clientèle – comptes majeurs », tels que présentés à la section 7.5 de la présente décision;

**APPROUVE** les modifications aux *Conditions de service et Tarif* décrites à la section 17 de la présente décision;

**DEMANDE** à Énergir de déposer la mise jour des informations relatives à l'établissement des tarifs finaux de l'année tarifaire 2018-2019, au plus tard le **21 novembre 2018 à 12 h**, ainsi que les textes des *Conditions de service et Tarif*, en tenant compte des modifications découlant de la présente décision;

**ORDONNE** à Énergir de se conformer à l'ensemble des dispositions contenues à la présente décision.

Simon Turmel  
Régisseur

Louise Rozon  
Régisseur

Françoise Gagnon  
Régisseur

**Représentants :**

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

**Énergir, s.e.c., représentée par M<sup>e</sup> Hugo Sigouin-Plasse, M<sup>e</sup> Marie Lemay Lachance et M<sup>e</sup> Vincent Locas;**

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

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>e</sup> Prunelle Thibault-Bédard;**

**Option consommateurs (OC) représentée par M<sup>e</sup> Éric David;**

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

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

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