

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2019-141	R-4076-2018	7 novembre 2019
Phase 2		

PRÉSENTS :

Simon Turmel
Françoise Gagnon
François Émond
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^{er} octobre 2019

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.

représentée par M^{es} Hugo Sigouin-Plasse, Vincent Locas et Philip Thibodeau.

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)

représentée par M^e Denis Falardeau;

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

représentée par M^e Nicolas Dubé;

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

représentée par M^{es} Jean-Philippe Therriault et André Turmel;

Groupe de recommandations et d'action pour un meilleur environnement (GRAME)

représenté par M^e Prunelle Thibault Bédard;

Option consommateurs (OC)

représentée par M^e Éric David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)

représenté par M^e Franklin S. Gertler;

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

représenté par M^e Dominique Neuman;

Union des municipalités du Québec (UMQ)

représentée par M^e Jean-Philippe Fortin.

TABLE DES MATIÈRES

<u>1. INTRODUCTION</u>	<u>9</u>
<u>1.1 DEMANDE</u>	<u>9</u>
<u>2. CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE</u>	<u>12</u>
<u>3. MODE RÉGLEMENTAIRE ALLÉGÉ</u>	<u>13</u>
<u>3.1 INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS AU SEUIL POUR LES ANNÉES 2019-2020,</u>	<u>2020-2021</u>
<u>ET 2021-2022</u>	<u>13</u>
<u>3.2 MÉCANISME DE DÉCOUPLAGE DES REVENUS</u>	<u>15</u>
<u>3.3 RECONDUCTION DU TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR ORDINAIRE</u>	<u>PRÉSUMÉ</u>
<u>LES ANNÉES 2021 ET 2022</u>	<u>POUR</u>
<u>3.4 MODE DE PARTAGE DES ÉCARTS DE RENDEMENT POUR LE SERVICE DE DISTRIBUTION</u>	<u>20</u>
<u>4. NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES ET PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES</u>	<u>31</u>
<u>4.1 NORMES COMPTABLES ADOPTÉES AU 1ER OCTOBRE 2018</u>	<u>31</u>
<u>4.2 NORME ASC 842 - LEASES</u>	<u>32</u>
<u>4.3 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES</u>	<u>34</u>
<u>5. MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DE LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE CAPACITÉS DE TRANSPORT</u>	<u>36</u>
<u>5.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR</u>	<u>36</u>
<u>5.2 POSITION DES INTERVENANTS</u>	<u>43</u>
<u>5.3 OPINION DE LA RÉGIE</u>	<u>44</u>
<u>6. APPROVISIONNEMENT GAZIER</u>	<u>47</u>
<u>6.1 PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER 2020-2023</u>	<u>47</u>
<u>6.2 INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE EN GAZ NATUREL</u>	<u>50</u>
<u>6.3 PHILOSOPHIE DE REDONDANCE N+1</u>	<u>53</u>

<u>6.4 SERVICE DE POINTE PAR DES CAPACITÉS DE TRANSPORT</u>	<u>57</u>
<u>6.5 PRÉVISION DE LA DEMANDE</u>	<u>59</u>
<u>6.6 CONTRAT D'ENTREPOSAGE ENTRÉ EN VIGUEUR LE 1ER AVRIL 2019</u>	<u>65</u>
<u>6.7 REMPLACEMENT DES CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE À DAWN AU 1ER AVRIL 2020</u>	<u>70</u>
<u>6.8 ÉVALUATION DES CAPACITÉS DE TRANSPORT À SOUMISSIONNER AUPRÈS DE TCPL À COMPTER DU 1ER NOVEMBRE 2022</u>	<u>72</u>
<u>6.9 OUTIL DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ</u>	<u>73</u>
<u>6.10 INCITATIF À LA PERFORMANCE SUR LES TRANSACTIONS FINANCIÈRES VISANT L'OPTIMISATION DES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT</u>	<u>74</u>
<u>7. ÉTABLISSEMENT DU COÛT D'UTILISATION DE L'USINE LSR PAR L'ACTIVITÉ NON RÉGLEMENTÉE</u>	<u>76</u>
<u>7.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR</u>	<u>77</u>
<u>7.2 OPINION DE LA RÉGIE</u>	<u>78</u>
<u>8. REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE</u>	<u>79</u>
<u>8.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR</u>	<u>79</u>
<u>8.2 OPINION DE LA RÉGIE</u>	<u>84</u>
<u>9. DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION</u>	<u>84</u>
<u>9.1 CHARGES (OU DÉPENSES) D'EXPLOITATION</u>	<u>85</u>
<u>9.2 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS</u>	<u>86</u>
<u>9.3 BALISAGE DES DÉPENSES D'OPÉRATION</u>	<u>89</u>
<u>10. PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE POUR LE MAZOUT ET LA BIÉNERGIE</u>	<u>90</u>
<u>10.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR</u>	<u>90</u>
<u>10.2 POSITION DES INTERVENANTS</u>	<u>91</u>
<u>10.3 OPINION DE LA RÉGIE</u>	<u>91</u>
<u>11. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES VENTES 2019-2020</u>	<u>92</u>
<u>11.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR</u>	<u>92</u>

11.2	OPINION DE LA RÉGIE	93
12.	STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS	94
12.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	94
13.	PLANIFICATION DES INVESTISSEMENTS À L'HORIZON 2023	96
13.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	96
14.	PROJETS D'ACQUISITION OU DE CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS INFÉRIEURS AU SEUIL RÉGLEMENTAIRE	97
14.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	97
14.2	OPINION DE LA RÉGIE	99
15.	FRAIS GÉNÉRAUX ENTREPRENEURS	99
15.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	99
15.2	OPINION DE LA RÉGIE	101
16.	BASE DE TARIFICATION	102
16.1	ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION	102
16.2	BASE DE TARIFICATION	104
16.3	COÛTS NON AMORTIS	105
16.4	PASSIF AU TITRE DES PRESTATIONS DÉFINIES, NET DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS	106
17.	STRATÉGIE FINANCIÈRE	107
17.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	107
17.2	OPINION DE LA RÉGIE	108
18.	PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	108
18.1	BUDGET DU PGEÉ	108
18.2	REMISE AU POINT DES SYSTÈMES MÉCANIQUES	109
18.3	RÉNOVATION EFFICACE	114
19.	COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES	116
19.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	116
19.2	POSITION DES INTERVENANTS	117
19.3	OPINION DE LA RÉGIE	117
20.	COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL	118

<u>20.1</u>	<u>PROPOSITION D'ÉNERGIR</u>	<u>118</u>
<u>20.2</u>	<u>POSITION DES INTERVENANTS</u>	<u>120</u>
<u>20.3</u>	<u>OPINION DE LA RÉGIE</u>	<u>120</u>
<u>21.</u>	<u>INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE ET CONDITIONS D'ACCÈS AU TROP-PERCU DU SERVICE DE DISTRIBUTION</u>	<u>121</u>
<u>21.1</u>	<u>PROPOSITION D'ÉNERGIR</u>	<u>121</u>
<u>21.2</u>	<u>POSITION DES INTERVENANTS</u>	<u>127</u>
<u>21.3</u>	<u>OPINION DE LA RÉGIE</u>	<u>129</u>
<u>22.</u>	<u>ALLOCATION DES COÛTS DE CATÉGORIE A ET DES COÛTS ÉCHOUÉS DU TARIF DE RÉCEPTION</u>	<u>132</u>
<u>22.1</u>	<u>PROPOSITION D'ÉNERGIR</u>	<u>132</u>
<u>22.2</u>	<u>OPINION DE LA RÉGIE</u>	<u>138</u>
<u>23.</u>	<u>ÉTUDE D'ALLOCATION DES COÛTS</u>	<u>139</u>
<u>23.1</u>	<u>PROPOSITION D'ÉNERGIR</u>	<u>139</u>
<u>23.2</u>	<u>OPINION DE LA RÉGIE</u>	<u>141</u>
<u>24.</u>	<u>TARIF DE TRANSPORT ET TARIF D'ÉQUILIBRAGE</u>	<u>141</u>
<u>24.1</u>	<u>PROPOSITION D'ÉNERGIR</u>	<u>141</u>
<u>24.2</u>	<u>OPINION DE LA RÉGIE</u>	<u>142</u>
<u>25.</u>	<u>TARIF AU POINT DE RÉCEPTION DE SAINT-HYACINTHE</u>	<u>142</u>
<u>25.1</u>	<u>PROPOSITION D'ÉNERGIR</u>	<u>142</u>
<u>25.2</u>	<u>OPINION DE LA RÉGIE</u>	<u>145</u>
<u>26.</u>	<u>STRATÉGIE TARIFAIRE POUR L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DE DISTRIBUTION ET GRILLES TARIFAIRES</u>	<u>147</u>
<u>26.1</u>	<u>PROPOSITION D'ÉNERGIR</u>	<u>147</u>
<u>26.2</u>	<u>POSITION DES INTERVENANTS</u>	<u>148</u>
<u>26.3</u>	<u>OPINION DE LA RÉGIE</u>	<u>150</u>
<u>27.</u>	<u>DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL</u>	<u>151</u>
<u>27.1</u>	<u>INFORMATIONS SOUMISES DANS LE CADRE DE L'EXAMEN DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT</u>	<u>151</u>
<u>27.2</u>	<u>INFORMATIONS SOUMISES DANS LE CADRE DE L'EXAMEN DES INVESTISSEMENTS</u>	<u>152</u>

27.3	INFORMATIONS SOUMISES DANS LE CADRE DE L'EXAMEN DE LA STRATÉGIE FINANCIÈRE	153
27.4	INFORMATIONS SOUMISES DANS LE CADRE DE L'EXAMEN DES COÛTS DE SERVICE ET DU REVENU ADDITIONNEL REQUIS, AINSI QUE DE LA STRATÉGIE ET DES GRILLES TARIFAIRES	154
27.5	RÉPONSES AUX DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS	154
28	MODIFICATIONS AU TEXTE DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF	155
28.1	PROPOSITION	155
28.2	OPINION DE LA RÉGIE	157
	DISPOSITIF	158
	ANNEXE 1 - LISTE DES ACRONYMES	161

1. INTRODUCTION

1.1 DEMANDE

[1] Le 10 décembre 2018, 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 2020-2023 (le Plan d'approvisionnement) et de modification de ses *Conditions de service et Tarif* à compter du 1^{er} octobre 2019. Cette demande est réamendée à quelques reprises, la dernière étant la 9^e demande réamendée déposée le 27 août 2019¹ (la Demande). La Demande est présentée en vertu des articles 31 (1^o), (2^o) et (2.1^o), 32, 34 (2^o), 48, 49, 52, 72 et 74 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi).

[2] Le 8 mars 2019, la Régie rend sa décision D-2019-028 sur le fond portant sur la demande d'Énergir déposée en phase 1³.

[3] Les 5 avril et 10 mai 2019, la Régie rend ses décisions procédurales D-2019-044 et D-2019-057⁴ relatives à la phase 2. Elle se prononce également sur les demandes de paiement de frais des intervenants pour leur participation à la phase 1.

[4] Les 12 avril et 15 mai 2019, OC et l'ACEFQ retirent leur participation à la phase 2 du présent dossier.

[5] Le 28 mai 2019, la Régie convoque les participants à une séance de travail le 6 juin 2019 afin de passer en revue les pièces B-0124 et B-0125 portant sur la répartition des coûts de l'usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification (LSR) entre les activités réglementées et non réglementées.

[6] Les 29 mai, 10 juin et 4 juillet 2019, Énergir dépose ses réponses aux demandes de renseignements (DDR) de la Régie et des intervenants.

[7] Entre les 11 et 15 juillet 2019, les intervenants déposent leur mémoire.

¹ Pièce [B-0287](#).

² [RLRQ, c. R-6.01](#).

³ Décision [D-2019-028](#).

⁴ Décisions [D-2019-044](#) et [D-2019-057](#).

[8] Le 19 juillet 2019, la Régie rend sa décision D-2019-085 portant sur les contestations de certaines réponses d'Énergir aux DDR de la FCEI et du ROÉÉ⁵.

[9] Les 24 et 25 juillet 2019, l'ACIG, le ROÉÉ, SÉ-AQLPA et l'UMQ déposent leurs réponses aux DDR d'Énergir. L'UMQ dépose également ses réponses à la DDR de la Régie.

[10] Les 1^{er}, 8 et 27 août 2019, Énergir dépose ses réponses aux DDR n^{os} 5 à 9 de la Régie, dont certaines sous pli confidentiel.

[11] Le 5 août 2019, la FCEI dépose ses réponses à la DDR d'Énergir.

[12] Le 23 août 2019, la Régie crée une phase 3 et y reporte l'examen des pièces B-0206, B-0209 et B-0225 portant sur la répartition des coûts de l'usine LSR entre les activités réglementées et non réglementées⁶.

[13] Du 26 au 30 août 2019, la Régie tient une audience sur les sujets retenus de la phase 2.

[14] Les 3 et 4 septembre 2019, le ROÉÉ, SÉ-AQLPA et l'UMQ déposent un complément d'argumentation.

[15] Le 3 septembre 2019, le Distributeur dépose sa réplique. De plus, il demande à la Régie de reconduire les tarifs en vigueur à compter du 1^{er} octobre 2019 afin qu'ils soient applicables jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue sur la phase 2⁷.

[16] Le 18 septembre 2019, la Régie rend sa décision D-2019-115 portant sur la méthode allégée de traitement des demandes d'investissement à des fins d'injection et la demande de reconduction provisoire des tarifs à compter du 1^{er} octobre 2019⁸. Par cette décision, la Régie demande également à Énergir de déposer les caractéristiques finales du contrat découlant de la soumission pour les capacités de transport, déposée auprès de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) (maintenant Corporation TC Énergie (TCE)), dans le cadre du New Capacity Open Season (NCOS) 2022.

⁵ Décision [D-2019-085](#).

⁶ Pièce [A-0048](#).

⁷ Pièce [B-0314](#), p. 11.

⁸ Décision [D-2019-115](#).

[17] Le 4 octobre 2019, en suivi de la décision D-2019-115, Énergir présente les coûts des projets de développement du réseau à des fins d'injection, dont le coût individuel est inférieur à 4 M\$ pour les années 2019-2020 à 2021-2022⁹.

[18] Le 17 octobre 2019, le Distributeur demande à la Régie d'autoriser la mise à jour du taux du volet Investissements du tarif de réception applicable à la Ville de Saint-Hyacinthe à compter du 1^{er} novembre 2019.

[19] Le 24 octobre 2019, Énergir dépose une mise à jour du calcul détaillé du coût de service de l'année 2019-2020 pour le point de réception de Saint-Hyacinthe¹⁰.

[20] Le 28 octobre 2019, la Régie autorise la mise à jour du tarif de réception applicable à la Ville de Saint-Hyacinthe à compter du 1^{er} novembre 2019, telle que proposée par Énergir. Ainsi, à compter de cette date, le Taux – volet Investissements de l'article 15.5.2.1.1 Obligation minimale quotidienne passera de 1,317 à 0,450 ¢/m³/jour¹¹.

[21] Le 30 octobre 2019, en suivi de la décision D-2019-115, Énergir confirme les caractéristiques du contrat pour les capacités de transport découlant de sa soumission dans le cadre du NCOS 2022.

[22] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les conclusions formulées dans la Demande, à l'exception de celles relatives aux caractéristiques du contrat découlant de la soumission déposée par Énergir auprès de TCPL dans le cadre du NCOS 2022 ainsi qu'aux ajustements à la méthode de répartition des coûts de l'usine LSR. La présente décision porte donc sur les sujets suivants :

- l'autorisation, pour les années 2019-2020 à 2021-2022, des investissements inférieurs au seuil;
- le mécanisme de découplage des revenus;
- la reconduction, pour les années tarifaires 2020-2021 et 2021-2022, du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé de 8,9 %;
- la mise en place d'un nouveau mode de partage des écarts de rendement;
- les normes et méthodes comptables;

⁹ Pièce [B-0315](#).

¹⁰ Pièce [B-0319](#).

¹¹ Pièce [A-0077](#).

- le Plan d’approvisionnement;
- la méthodologie d’établissement de la marge excédentaire de capacité de transport nécessaire pour favoriser le développement industriel et l’évaluation des besoins pour le Plan d’approvisionnement;
- le contrat d’entreposage entré en vigueur le 1^{er} avril 2019;
- le remplacement des capacités d’entreposage à Dawn au 1^{er} avril 2020;
- l’incitatif à la performance sur les transactions d’optimisation des outils d’approvisionnement pour les exercices 2019-2020 à 2021-2022;
- le revenu requis et l’ajustement tarifaire;
- les dépenses nécessaires à la prestation du service;
- le développement des ventes et les programmes de subvention;
- les investissements, la base de tarification et la stratégie financière;
- les indices de qualité de service et le programme d’entretien préventif;
- l’établissement des tarifs de distribution, de transport, d’équilibrage et de réception applicable à la Ville de Saint-Hyacinthe;
- l’allocation des coûts pour les clients producteurs;
- les modifications aux Conditions de service et Tarif;
- la confidentialité de certains éléments de preuve.

2. CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE

[23] La Régie estime l’ajustement tarifaire en distribution à - 64,4 M\$, soit une baisse des tarifs de 10,6 %. Globalement, pour l’ensemble des services de transport, d’équilibrage, de distribution, d’ajustement des inventaires et de SPEDE¹², la baisse tarifaire est estimée à 14,6 %. La Régie retient également la stratégie tarifaire telle que proposée par Énergir.

[24] La Régie accueille la demande d’Énergir pour la reconduction du taux de rendement de 8,9 % à l’horizon 2022 et le mécanisme de découplage des revenus. Elle accueille partiellement la demande d’Énergir pour ce qui est du mode de partage des écarts de rendement du service de distribution. En effet, elle ne retient pas la proposition d’une zone sans partage. Ainsi, le Distributeur se verra attribuer 75 % des trop-perçus (TP) se situant à l’intérieur des 50 premiers points de base plutôt que 100 %, tel que demandé.

¹² Service de SPEDE : Système de plafonnement et d’échange de droits d’émission.

[25] Enfin, dans l'attente d'une meilleure solution qui devra être proposée par Énergir au plus tard dans le dossier tarifaire 2022, la Régie maintient l'application de l'indice de qualité de service Émissions de gaz à effet de serre (GES), incluant le seuil et le recours aux crédits compensatoires pour atteindre la cible.

3. MODE RÈGLEMENTAIRE ALLÉGÉ

3.1 INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS AU SEUIL POUR LES ANNÉES 2019-2020, 2020-2021 ET 2021-2022

3.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[26] Énergir demande¹³ que soient autorisés, pour les années tarifaires 2019-2020 à 2021-2022, les investissements inférieurs au seuil de 4 M\$ ainsi que les actifs intangibles de développement informatique et les programmes commerciaux PRC/PRRC¹⁴, qui se traduisent par des additions à la base de tarification (la Méthode).

[27] Au soutien de sa Demande, le Distributeur souligne que la preuve démontre que les additions à la base de tarification pour les investissements inférieurs au seuil réglementaire de 4 M\$ sont stables et peu volatiles dans le temps.

[28] Énergir soumet que sa proposition n'aura pas pour effet d'entraîner un manque de précision dans la prévision des investissements. Elle soumet également que les additions à la base de tarifications ont un impact beaucoup moins important sur le coût de service et les tarifs que les dépenses d'exploitation.

[29] Enfin, Énergir signale qu'elle pourrait, au cours de la période d'allégement réglementaire, demander une modification à la marge des dépenses d'exploitation ou des investissements prévus à son plan pluriannuel si des modifications aux meilleures

¹³ Pièce [B-0287](#), p. 11.

¹⁴ Programme de rabais à la consommation (PRC) et programme de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation (PRRC).

pratiques réglementaires ou normatives, qui visent spécifiquement l'industrie de distribution de gaz naturel, devaient être adoptées¹⁵.

3.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

[30] Selon la FCEI, les bénéfices de cette approche, en termes d'allégement réglementaire, sont minimes. De plus, elle conduit à une perte de précision des prévisions et à une perte d'information pour la Régie et les participants.

[31] Selon l'intervenante, Énergir met de l'avant cette proposition afin d'appuyer sa demande de modification du mode de partage des excédents de rendement.

[32] La FCEI est donc en désaccord avec la proposition d'Énergir.

[33] Le GRAME recommande d'exclure les programmes commerciaux PRC et PRRC de l'allégement réglementaire, au même titre que les programmes du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), et d'en assurer le suivi dans le cadre du rapport annuel.

[34] Le GRAME convient que les coûts du PGEÉ peuvent être examinés annuellement, donc exclus de la proposition d'allégement réglementaire. Il soumet que le suivi des programmes commerciaux PRC et PRRC a fait l'objet de plusieurs décisions afin d'en assurer le suivi dans le cadre du rapport annuel. L'intervenant souligne que, dans la décision D-2017-073¹⁶, la Régie indiquait que, considérant la complémentarité des programmes en efficacité énergétique et des programmes commerciaux, le suivi de ces derniers devrait porter sur les montants réellement versés au cours de l'année financière, comme c'est le cas pour les programmes du PGEÉ.

[35] Enfin, l'UMQ recommande d'accueillir la planification pluriannuelle des investissements.

¹⁵ Pièce [B-0148](#), p. 21.

¹⁶ Dossier R-3992-2016, décision [D-2017-073](#), p. 34, par. 101 et 102.

3.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[36] Dans la décision D-2019-002¹⁷ rendue en phase 1 du présent dossier, la Régie indiquait que les suivis demandés dans la décision D-2018-080¹⁸, en lien avec la nature de la preuve à déposer dans les dossiers tarifaires, devaient être complétés avant que ne soit examinée la Méthode. Elle reportait donc ce sujet à la présente phase.

[37] La Régie constate que l'examen des suivis demandés dans la décision D-2018-080¹⁹ n'est toujours pas complété. Selon elle, il y a lieu que leur examen sur la base d'une année projetée soit complété avant que ne soit examinée la Méthode proposée par Énergir.

[38] Par conséquent, la Régie juge qu'il est prématuré, au présent dossier, de se prononcer sur la Méthode telle que demandée par Énergir.

3.2 MÉCANISME DE DÉCOUPLAGE DES REVENUS

3.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[39] Énergir propose d'appliquer un mécanisme de découplage des revenus par lequel elle retournerait à la clientèle tous les écarts entre le revenu requis autorisé et les revenus réels, liés aux volumes par client.

[40] Le Distributeur donne l'exemple de la normalisation des revenus en fonction de la température, laquelle permet de retourner à la clientèle tous les écarts de revenus liés aux volumes qui fluctuent en fonction de la température. En ce sens, le mécanisme de découplage des revenus proposé est similaire à l'application d'une normalisation des revenus, mais qui s'appliquerait à l'ensemble des écarts de revenus.

[41] Le Distributeur souligne que le mécanisme de découplage qu'il propose permet également de réduire la volatilité des TP et les manques à gagner (MAG), tout en valorisant la saine gestion des coûts en favorisant la mise en place de mesures visant à

¹⁷ Dossier R-4076-2018, décision [D-2019-002](#), p. 7 à 9.

¹⁸ Dossier R-3867-2013, décision [D-2018-080](#), p. 97 et 98, par. 409 à 412.

¹⁹ Dossier R-3867-2013, décision [D-2018-080](#), p. 97 et 98, par. 409 à 412.

accroître la productivité. En retournant à la clientèle les écarts entre les revenus réels et le revenu requis autorisé, Énergir ne peut générer des TP que dans le cadre d'une gestion rigoureuse de ses coûts. Par conséquent, aucun écart du bénéfice net n'est généré par des écarts de prévision de volume.

[42] Par cette proposition, Énergir souhaite limiter au maximum tout frein susceptible de nuire aux efforts en matière d'efficacité énergétique et créer un incitatif valorisant la saine gestion des coûts et la mise en place de mesures visant à accroître la productivité.

[43] Énergir répond également aux préoccupations exprimées au cours des dernières années par les intervenants et la Régie dans la décision D-2013-106 quant à la possibilité pour le Distributeur de générer des TP sur la base de l'établissement de budgets conservateurs et quant à l'asymétrie d'information :

« [382] La Régie considère que le risque associé à une réglementation sur la base du coût de service est généralement inférieur à celui lié à une réglementation incitative. Le distributeur a la possibilité de présenter des budgets conservateurs dans un tel contexte. L'asymétrie d'information doit aussi être prise en compte dans l'établissement d'un mécanisme de partage des trop-perçus et des manques à gagner »²⁰.

[44] Enfin, selon le Distributeur, la mise place d'un mécanisme de découplage des revenus éliminera, dans la perspective de la clientèle, les effets indésirables de cette asymétrie d'information. De plus, le mécanisme de découplage limitera les possibilités de bonification de rendement pour Énergir.

3.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[45] Selon la FCEI, l'effet principal du mécanisme de découplage des revenus est de transférer la quasi-totalité du risque de prévision des ventes vers la clientèle, alors qu'une part significative de ce risque est assumée par Énergir dans le modèle actuel. Seule la variation de revenu due aux écarts de prévision relative au nombre de clients demeurerait sous la responsabilité de l'actionnaire. Ainsi, le mécanisme de découplage des revenus a

²⁰ Dossier R-3809-2012, décision [D-2013-106](#), p. 84, par. 382.

pour effet de réduire le risque de ce dernier. étant donné la corrélation positive entre les coûts et les revenus associée à ces écarts.

[46] La FCEI souligne que le mécanisme de découplage des revenus a pour effet de compenser pour la décroissance de la consommation moyenne par client et de favoriser l'efficacité énergétique dans le cadre d'un mécanisme incitatif de type plafonnement du revenu, lorsque comparé à un mécanisme de plafonnement des prix. Toutefois, l'intervenante estime que cet effet est moins important dans le cas présent, puisque le modèle actuel et celui proposé permettent une réévaluation des tarifs à chaque dossier tarifaire sur la base d'une nouvelle prévision des ventes.

[47] L'intervenante constate que, dans les faits, les écarts de revenus ont été plus souvent positifs que négatifs et de façon plus importante. Ainsi, les clients auraient eu avantage à se voir allouer la totalité des écarts de revenus sur la période 2013-2018. La FCEI estime qu'à court terme Énergir a relativement peu de contrôle sur le niveau des revenus autrement que par l'ajout de clients. De plus, le Distributeur a intérêt à favoriser au maximum l'ajout de clients considérant l'impact de ces ajouts sur sa base de tarification et le modèle retenu pour la fixation des dépenses d'exploitation. Ainsi, il paraît approprié, et dans l'intérêt des clients, qu'Énergir n'assume pas l'incertitude sur les revenus pour les trois prochaines années.

[48] La FCEI est donc favorable à la proposition du Distributeur.

3.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[49] La Régie note que le mécanisme de découplage des revenus réduit la volatilité des TP et des MAG tout en valorisant une saine gestion des coûts en favorisant la mise en place de mesures visant à accroître la productivité. De plus, il limite tout frein susceptible de nuire aux efforts en matière d'efficacité énergétique.

[50] En outre, le mécanisme de découplage des revenus élimine en partie les effets indésirables de l'asymétrie d'information. Il diminue significativement la possibilité, pour le Distributeur, d'utiliser des prévisions conservatrices de volumes et de revenus afin de se protéger contre d'éventuels MAG. Enfin, il contribue, avec les autres mesures, à l'allègement règlementaire.

[51] **Pour ces raisons, la Régie autorise la mise en place d'un mécanisme de découplage des revenus pour les années tarifaires 2019-2020 à 2021-2022.**

3.3 RECONDUCTION DU TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR ORDINAIRE PRÉSUMÉ POUR LES ANNÉES 2021 ET 2022

[52] Dans sa décision D-2019-028²¹ rendue en phase 1 du présent dossier, la Régie a reconduit, pour l'année 2019-2020, le taux de rendement de 8,9 % sur l'avoir ordinaire présumé.

3.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[53] En phase 2, Énergir demande à la Régie de reconduire le taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé de 8,9 % pour les années tarifaires 2020-2021 et 2021-2022.

[54] Selon le Distributeur, une formule d'ajustement automatique (FAA) ne devrait pas trouver application en présence de taux sans risque inférieur à 4 % et celui-ci devrait se maintenir à un niveau nettement inférieur à ce seuil sur l'horizon 2022.

[55] En réponse à une DDR, Énergir présente l'évolution des taux sans risque et des écarts de crédit depuis que la Régie a suspendu l'application de la FAA en janvier 2013. Sur la base de ces données, la Régie a reconduit, depuis 2013, le taux de rendement sur l'avoir ordinaire de 8,9 %²².

[56] Le Distributeur juge, à la lumière de l'évolution récente, qu'il est fort probable que les taux demeurent, pour les prochaines années, à l'intérieur des intervalles observés de 2013 à aujourd'hui.

[57] Dans l'éventualité où les conditions économiques et financières divergeraient significativement d'ici 2022 des intervalles historiques ayant justifié la reconduction

²¹ Décision [D-2019-028](#), p. 17.

²² Pièce [B-0174](#), p. 4 et 5.

du taux de rendement à 8,9 %, Énergir s'engage à en aviser la Régie dans le cadre des phases 1 des dossiers tarifaires 2021 et 2022.

3.3.2 POSITION DES INTERVENANTS

[58] Tous les intervenants sont en accord avec la reconduction du taux de rendement sur l'avoire ordinaire présumé de 8,9 % pour les années tarifaires 2020-2021 et 2021-2022.

[59] Toutefois, l'accord de l'ACIG est conditionnel à ce qu'Énergir dépose une validation du taux sans risque dans chacun des dossiers tarifaires 2020-2021 et 2021-2022.

3.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[60] Dans la décision D-2011-182 , la Régie précisait :

« [211] Sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit le taux sans risque dans une fourchette variant de 3,91 % à 4,50 % ».

[61] La Régie constate qu'il y a un écart important entre le taux sans risque prévisionnel retenu dans cette décision pour déterminer le taux de rendement et les taux sans risque observés et produits au présent dossier. La Régie est d'avis, tout comme Énergir, que les taux devraient se maintenir à un niveau inférieur à la fourchette établie par la décision D-2011-182, sur l'horizon 2022.

[62] La Régie note qu'aucun intervenant ne s'oppose à la reconduction du taux de rendement de 8,9 % sur l'avoire ordinaire présumé et que l'ACIG demande un exercice de validation du taux sans risque.

[63] **Considérant que les conditions économiques et financières actuelles sont similaires à celles ayant mené à la suspension de l'application de la FAA dans les dossiers tarifaires depuis 2013, la Régie reconduit, pour les années tarifaires 2020-2021 et 2021-2022, le taux de rendement de 8,9 % sur l'avoir ordinaire présumé.**

[64] Par ailleurs, la Régie est d'avis qu'une validation du taux sans risque est opportune afin de s'assurer qu'il se situe à l'intérieur des intervalles historiques ayant justifié la reconduction du taux de rendement à 8,9 %. **Par conséquent, la Régie demande au Distributeur de déposer, lors des dossiers tarifaires 2020-2021 et 2021-2022, une mise à jour de l'évolution du taux sans risque.**

3.4 MODE DE PARTAGE DES ÉCARTS DE RENDEMENT POUR LE SERVICE DE DISTRIBUTION

3.4.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[65] Énergir demande à la Régie d'approuver un nouveau mode de partage des écarts de rendement en distribution pour les années tarifaires 2019-2020 à 2021-2022. Elle propose de partager les TP, selon la formule suivante :

- premiers 50 points de base (zone sans partage) : Énergir 100 %;
- au-delà de 50 points de base : Énergir 50 % et clientèle 50 %.

[66] Quant aux MAG, ils seraient entièrement à la charge du Distributeur.

[67] Les TP/MAG seraient comptabilisés en comparant le revenu requis autorisé, composé des dépenses d'exploitation autorisées en fonction de la croissance réelle du nombre de clients, avec le coût de service réel. Les gains de productivité seraient ainsi constatés sur la base des données réelles et donc dissociés des données prévisionnelles²³. De plus, les TP seraient sujets à l'atteinte des indices de qualité de service avant la remise de la part d'Énergir.

²³ Pièce [B-0148](#), p. 16.

[68] Afin d'appuyer sa demande, Énergir précise que, dans le cadre du dossier R-3879-2014²⁴, son expert Concentric Energy Advisors, avait démontré que le mode de partage qui prévalait à l'époque n'accomplissait pas son objectif ultime, tout en étant le plus restrictif parmi les distributeurs gaziers comparables.

[69] Dans un contexte de rattrapage du calendrier règlementaire, Énergir souligne qu'un compromis avait été établi afin d'adopter le même mode de partage des TP/MAG que celui d'Hydro-Québec, tant dans ses activités de transport que de distribution, pour la période 2015-2017. Le mode de partage a été reconduit pour les périodes 2017-2018 et 2018-2019. Ainsi, pour ces années tarifaires, le mode de partage des TP d'Énergir est le suivant :

- premiers 100 points de base : Énergir 50 %, clientèle 50 %;
- pour les TP, au-delà de 100 points de base : Énergir 25 %, clientèle 75 %.


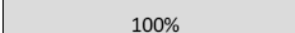

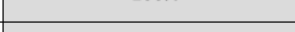
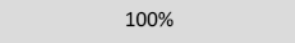
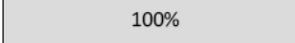




[70] Les MAG sont toutefois entièrement à la charge du Distributeur.




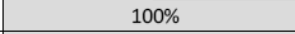

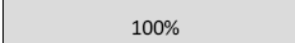




[71] Énergir ajoute que le mode de partage de Gazifère est identique au sien et a été reconduit pour les années 2019 et 2020 dans la décision D-2018-090²⁵. Elle précise que ce mode de partage est le plus sévère parmi les distributeurs gaziers canadiens, tel que présenté au tableau suivant :

²⁴ Dossier R-3879-2014 Phase 3, pièce [B-0392](#), p. 6 et 8.

²⁵ Dossier R-4032-2018 Phase 1, décision [D-2018-090](#), p. 24.

TABLEAU 1
MODE DE PARTAGE DES DISTRIBUTEURS GAZIERS COMPARABLES

<u>Gazifère</u>		<u>Atco, Altas Gas</u>	
Points de base	Proportion partage	Points de base	Proportion partage
100 et +	25%  75%	100 et +	100% 
0-100	50%  50%	0-100	100% 
(0-100) (+ de 100)	100% 	(0-100) (+ de 100)	100% 
Portion Gazifère		Portion Atco	
Portion clientèle		Portion clientèle	

<u>Fortis BC</u>		<u>Union Gas - Enbridge Gas Distribution</u>	
Points de base	Proportion partage	Points de base	Proportion partage
100 et +	50%  50%	150 et +	50%  50%
0-100	50%  50%	0-150	100% 
(0-100) (+ de 100)	50%  50%	(0-150) (+ de 150)	100% 
Portion Fortis		Portion Union-EGD	
Portion clientèle		Portion clientèle	

Source : Pièce B-0148, p. 31

[72] Selon Énergir, l'attribution qui lui était faite de la totalité des MAG et d'une part des TP par la Régie par le fait qu'une réglementation sur la base d'un coût de service est sujette à l'asymétrie d'information et aux prévisions conservatrices. Par ailleurs, elle reconnaît que, dans un tel mode règlementaire, les gains de productivité ne sont qu'une source possible de TP²⁶.

[73] Énergir juge que sa nouvelle proposition d'allègement règlementaire répond bien aux préoccupations de la Régie. D'une part, Énergir n'aurait pas recours à des prévisions budgétaires pour la fixation de ses dépenses d'exploitation, lesquelles seraient autorisées sur la base de la croissance réelle des clients et sur un indice pondéré d'inflation. D'autre part, avec le mécanisme de découplage des revenus, il ne serait plus possible de générer des TP à partir d'écarts de prévisions volumétriques. Le seul moyen de générer des TP reposerait sur sa capacité à contrôler l'accroissement de ses coûts.

²⁶ Pièce [B-0148](#), p. 31. Énergir réfère au dossier R-3809-2012 Phase 2, décision [D-2013-106](#), p. 84 et 85.

[74] De plus, selon Énergir, une révision du mode de partage des écarts de rendement permettrait de refléter l'augmentation du risque d'affaires. Bien que la réévaluation du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé puisse connaître cette appréciation du risque, elle serait contreproductive à l'avancement des dossiers stratégiques visés par la nouvelle proposition d'allègement.

[75] Énergir soumet que c'est dans ce contexte que le nouveau mode règlementaire allégé qu'elle propose s'accompagne d'une révision du mode de partage, lequel comporte une zone sans partage pour les 50 premiers points de base.

[76] Selon Énergir, ce nouveau mode de partage, concomitant à la fixation des dépenses d'exploitation selon une formule paramétrique, l'autorisation des investissements inférieurs au seuil pour une durée de trois ans, le mécanisme de découplage des revenus, ainsi que la reconduction du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé, permet de contribuer de manière importante à l'allègement du processus règlementaire, tout en maintenant un équilibre acceptable entre le risque encouru et les rendements attendus. Sans un ajustement du mode de partage en vigueur et dans un contexte de gel du taux de rendement, Énergir conclut que l'augmentation du risque associé à l'environnement externe et à la nouvelle proposition d'allègement règlementaire serait insoutenable.

[77] En argumentation, Énergir indique que la révision du mode de partage est nécessaire si l'on considère le contexte d'affaires dans lequel elle exerce ses activités de distribution, lequel accentue son risque d'affaires et justifie qu'elle ait droit à un traitement qui se rapproche davantage de celui réservé à ses pairs²⁷. Énergir rappelle que, dans le cadre de la phase 3 du dossier R-3867-2013, la Régie a récemment examiné ce contexte d'affaires²⁸.

[78] Plus précisément, Énergir souligne que, dans la décision D-2018-080²⁹, l'évaluation de la Régie qui l'a amenée à identifier les éléments de contexte avait trait au risque associé au marché québécois de la distribution du gaz naturel à moyen et long termes. Énergir soumet que, sur la base de ces éléments de contexte, la Régie a posé le constat suivant quant aux perspectives du marché du gaz naturel au Québec :

²⁷ Pièce [B-0312](#), p. 8.

²⁸ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 17, par. 42 et 43.

²⁹ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 24 et 25, par. 68.

« [69] La Régie considère que le contexte énergétique évolue rapidement et que les tendances à moyen et long termes laissent entrevoir peu d'opportunités porteuses en matière de développement de réseau. Elle est d'avis que l'ensemble des éléments contextuels mis en preuve dans le présent dossier milite en faveur d'une approche teintée, en ce domaine, d'une prudence accrue par rapport aux années passées »³⁰.

[79] Selon Énergir, ce constat de la Régie est l'élément pris en compte par les investisseurs dans l'évaluation de son profil de risque.

[80] Ainsi, selon le Distributeur, la preuve prépondérante démontre que :

- l'accroissement de son risque d'affaires justifierait, à lui seul, de revoir le mode de partage afin de lui permettre d'avoir droit à un rendement raisonnable;
- le maintien du mode de partage des écarts de rendement actuel, particulièrement asymétrique, n'est plus justifié en présence d'un mécanisme de découplage des revenus;
- sa proposition de révision du mode de partage ferait en sorte qu'il demeurerait parmi les plus contraignants de tous les distributeurs gaziers canadiens.

[81] Énergir soumet également que le passage précité de la décision D-2018-080 soutient sa proposition quant à la nécessité de revoir le mode de partage des écarts de rendement, notamment en présence d'un mécanisme de découplage des revenus qui neutralise complètement les écarts prévisionnels liés aux revenus. Enfin, elle rappelle qu'une proportion très importante de son revenu requis autorisé en distribution est déterminée soit par une formule paramétrique pour ses dépenses d'exploitation, soit en fonction des investissements passés inclus à sa base de tarification.

3.4.2 POSITION DES INTERVENANTS

[82] L'ACIG reconnaît que le mode règlementaire allégé pourrait augmenter le risque d'affaires pour Énergir, tel qu'elle l'avait soutenu dans le cadre du dossier R-3879-2014 Phase 3. Toutefois, l'intervenante nuance les arguments mis de l'avant par Énergir.

³⁰ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 25, par. 69.

[83] L'intervenante soumet que la modification du mode de partage actuel tient déjà compte du risque qu'Énergir peut encourir avec un mode règlementaire allégé et qu'il n'est pas forcément opportun de le modifier, d'autant plus que le taux de rendement sur l'avoire ordinaire à 8,9 % est maintenu.

[84] En outre, selon l'ACIG, dans le cadre du dossier R-3752-2011³¹, l'évaluation du risque d'affaires était liée à une analyse de la situation sur la base de preuves d'experts et Énergir reconnaît que son risque d'affaires n'a pas été directement examiné depuis.

[85] En ce qui a trait aux éléments de contexte pris en compte par la Régie dans sa décision D-2018-080, l'ACIG rappelle que l'analyse n'a pas été effectuée dans le cadre d'un dossier tarifaire, mais bien dans le cadre d'une demande relative à la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau. Il y a lieu, selon l'intervenante, de nuancer l'application de cette décision pour justifier l'accroissement d'un risque d'affaires dans le contexte du présent dossier.

[86] Selon l'ACIG, la fixation des dépenses d'exploitation sur la base d'une formule paramétrique et le découplage des revenus vont permettre de mitiger le risque d'affaires d'Énergir quant aux volumes consommés. Elle constate également que les volumes distribués dans la franchise d'Énergir et le nombre de clients sont en augmentation. Selon elle, la croissance des volumes et du nombre de clients associés au découplage des revenus devrait permettre de mitiger le risque dans le contexte d'une baisse de consommation unitaire.

[87] Bien que l'électricité représente un risque concurrentiel pour le gaz naturel, l'ACIG considère que l'estimation du risque d'affaires lié à cette concurrence n'est pas suffisamment documentée et justifiée. L'intervenante souligne que, dans son Plan d'approvisionnement, Énergir soumet une analyse exhaustive du marché gazier canadien et continental qui indique que le prix du gaz naturel demeurera stable à des niveaux très concurrentiels pour les années à venir.

[88] Par ailleurs, l'ACIG estime qu'il faut relativiser la position d'Énergir selon laquelle le gaz naturel a un avenir incertain dans le bilan énergétique du Québec, notamment à la lumière des efforts que déploie Énergir pour s'approvisionner en gaz naturel renouvelable.

³¹ Dossier R-3752-2011 Phase 2, décision [D-2011-182](#), p. 57.

[89] L'intervenante conclut qu'une baisse de partage des rendements avec les clients, notamment par la mise en place d'une zone sans partage pour les 50 premiers points de base, irait à l'encontre de l'intérêt des clients.

[90] Finalement, l'ACIG attire l'attention de la Régie sur le fait que le mode actuel de partage des écarts de rendement pour Gazifère est le même que celui qui est actuellement en application pour Énergir. Elle rappelle que ces deux distributeurs naviguent dans le même contexte réglementaire et font face sensiblement aux mêmes risques.

[91] Ainsi, l'ACIG recommande de ne pas modifier le mode de partage des écarts de rendement qu'elle estime suffisant pour mitiger le risque d'affaires d'Énergir. L'intervenante est d'avis que la demande de modification du mode de partage est prématurée. Cet examen devrait avoir lieu après la période d'allègement réglementaire, c'est-à-dire lorsque les parties prenantes disposeront du recul et des données nécessaires pour apprécier l'impact du nouveau mode réglementaire allégé sur la rentabilité d'Énergir.

[92] Subsidiairement, si la Régie acceptait de modifier le mode de partage, l'ACIG recommande de ne pas autoriser Énergir à créer une zone sans partage.

[93] Quant à la FCEI, elle ne partage pas l'évaluation d'Énergir en ce qui a trait à l'évolution du risque d'affaires qui aurait augmenté depuis 2011 et qui justifierait une hausse du rendement de l'actionnaire.

[94] La FCEI note que la décision D-2018-080 présente les items rapportés par Énergir comme des éléments de contexte et non pas comme des risques. À cet égard, la faible densification du réseau d'Énergir, la forte concurrence de l'électricité et la décroissance des volumes unitaires sont connues depuis longtemps. La FCEI ne voit pas de raison de croire que le risque d'affaires d'Énergir aurait augmenté en lien avec ces éléments de contexte. Au contraire, à son avis, l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes au gaz naturel contribue à améliorer sa position concurrentielle, en dépit d'une hausse du tarif unitaire. De plus, la position concurrentielle du gaz naturel s'est généralement améliorée depuis 2013-2014 et continuera de s'améliorer sur l'horizon du Plan d'approvisionnement.

[95] La FCEI ne comprend pas pourquoi la hausse des coûts de raccordement et la difficulté croissante de rentabilisation des projets contribueraient à faire augmenter le risque d'affaires d'Énergir. Le seul impact de ces constats est que certains projets pourraient ne pas

être réalisés. Il n'en demeure pas moins que les projets qui seront réalisés auront été jugés rentables malgré des coûts en hausse.

[96] Pour ce qui est du rôle incertain du gaz naturel dans l'avenir du bilan énergétique québécois, la FCEI remarque, en sus des éléments de contexte rapportés par Énergir, que la Régie en a identifié un autre : l'asymétrie. Dans sa décision D-2018-080, la Régie retenait, entre autres éléments de contexte, « *l'asymétrie des risques assumés par la clientèle et l'actionnaire quant à la réalisation de projets d'extension de réseau non rentables* »³².

[97] Sur cette asymétrie, la Régie indiquait également :

« [47] La Régie en déduit que c'est la clientèle du Distributeur qui assume la plus grande part du risque associé aux projets d'extension de réseau. Elle est d'avis qu'il existe une asymétrie importante entre les risques qu'assume le Distributeur, d'une part, et ceux qu'assument ses clients, d'autre part.

*[48] Dans ce contexte, il est de la responsabilité de la Régie, en vertu notamment de l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie [note de bas de page omise] (la Loi), de faire preuve de pondération et de prudence lorsqu'elle détermine les paramètres de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau d'Énergir »*³³.

[98] Selon la FCEI, le Distributeur identifie également la proposition d'allégement réglementaire comme source de risque d'affaires additionnel. Elle mentionne, en particulier, que les dépenses d'exploitation sont établies selon une formule pour trois années et l'approbation des investissements inférieurs au seuil réglementaire pour trois ans.

[99] À cet égard, l'intervenante souligne que, s'il est vrai que les dépenses d'exploitation sont fixées selon une formule pour trois ans, elles sont aussi réévaluées au rapport annuel, ce qui n'était pas le cas précédemment. De plus, le découplage des revenus réduit considérablement le risque auquel est exposé l'actionnaire puisque, selon ce mécanisme, tous les écarts de revenus, positifs ou négatifs, seraient reflétés dans les tarifs de la clientèle, isolant l'actionnaire de ce risque.

³² Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 25, par. 68.

³³ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 18, par. 47 et 48.

[100] Selon la FCEI, il est vrai que, d'après la proposition d'allègement réglementaire, Énergir ne pourrait plus bénéficier de prévisions de revenu conservatrices et ne serait plus exposée au risque de revenus moindres que prévus. De plus, à la connaissance de la FCEI, Énergir n'a jamais elle-même affirmé que ses prévisions étaient conservatrices. Au contraire, elle a toujours soutenu que ses prévisions étaient centrées. Ainsi, le découplage représente pour elle une véritable réduction du risque.

[101] Par ailleurs, le fait que les prévisions des charges d'exploitation soient basées sur une formule n'implique pas qu'elles ne soient pas conservatrices, si le montant de départ de la formule est conservateur. À cet égard, la FCEI soutient que l'incitatif à produire des prévisions budgétaires conservatrices est d'autant plus grand que cette prévision sert de base de fixation des dépenses pour plusieurs années.

[102] Selon l'intervenante, Énergir prétend répondre à certains enjeux soulevés par la Régie qui ont justifié le refus de cette dernière d'autoriser un mode de partage symétrique³⁴. À son avis, le Distributeur prétend également que la Régie a refusé le partage symétrique à cause des enjeux liés à la possibilité de présenter des budgets conservateurs et de l'asymétrie d'information.

[103] Selon la FCEI, Énergir indique que l'ajout du découplage justifie de rehausser la part des TP retournée aux actionnaires. L'intervenante indique que la logique derrière cette affirmation semble découler d'une interprétation selon laquelle la prise en compte, par la Régie, de l'asymétrie d'information et de la possibilité de faire des prévisions conservatrices se serait manifestée par une amputation de la part de l'actionnaire.

[104] Certes, la Régie dit que l'asymétrie doit être prise en compte dans l'établissement des règles de partage, mais elle n'a jamais indiqué que cette prise en compte se traduisait en des taux de partage plus faibles sur la totalité du spectre des excédents de rendement.

[105] Ainsi, la FCEI rejette les prétentions d'Énergir relatives à l'augmentation du risque d'affaires. Elle recommande de maintenir le mode de partage actuel des excédents de rendement. Notamment, elle estime qu'il n'y a pas lieu de modifier le mode de partage pour les premiers 50 points de base. Subsidièrement, si la Régie devait juger que le découplage des revenus le justifie et qu'il est crédible qu'Énergir produise des écarts de

³⁴ Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision [D-2013-106](#), p. 84, par. 382.

coûts résultant d'une mesure d'efficacité excédant les 100 points de base au cours des trois prochaines années, un partage à 50 % au-delà de ce seuil pourrait être envisagé.

[106] SÉ-AQLPA recommande à la Régie d'accepter le mode de partage proposé par Énergir parce qu'il résulte du découplage des revenus et qu'il est comparable aux modes de partage des autres distributeurs gaziers canadiens.

[107] Enfin, l'UMQ rappelle qu'elle n'a jamais été en faveur des propositions du Distributeur visant à instaurer un mode règlementaire allégé. L'intervenante note que la proposition actuelle du Distributeur semble raisonnable lorsqu'on la compare aux modes de partage en vigueur dans d'autres juridictions canadiennes. L'UMQ indique qu'elle aurait pu suggérer des ajustements en « *plaçant le " curseur " des parts respectives des trop-perçus à 75 %/25 % pour les premiers 50 points de base, par exemple* »³⁵.

[108] Par ailleurs, afin de tenir compte de l'impact à la hausse des propositions liées à l'allègement règlementaire sur le risque d'affaires du Distributeur, l'UMQ reconnaît qu'il y a lieu de modifier l'actuel mode de partage des écarts de rendement et recommande à la Régie d'accueillir la proposition d'Énergir.

3.4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[109] La Régie constate que la preuve d'Énergir, pour l'évaluation de son risque d'affaires, repose en grande partie sur des éléments de contexte énoncés dans la décision D-2018-080.

[110] La Régie rappelle que cette décision a été rendue dans le cadre de l'établissement des paramètres de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau et ne visait pas l'évaluation du risque d'affaires d'Énergir aux fins d'établir un taux de rendement.

[111] En ce qui a trait à la comparaison des modes de partage des distributeurs gaziers canadiens, la Régie constate que celui de Fortis BC est symétrique tant pour les TP que pour les MAG. En fait, c'est le seul distributeur faisant absorber les MAG à la clientèle. Du côté d'Atco et d'Altas Gas, il n'y a aucun partage avec la clientèle et tous les écarts de rendement sont attribués aux distributeurs.

³⁵ Pièce [C-UMQ-0019](#), p. 10, note de bas de page n° 21.

[112] Quant à Gazifère, Union Gas et Enbridge Gas Distribution, elles assument 100 % des MAG. À l'égard des TP, Union Gas et Enbridge Gas Distribution ont une zone sans partage, soit de 0 à 150 points de base, alors que Gazifère n'a pas une telle zone.

[113] Sur la base de cette comparaison, sans tenir compte du contexte réglementaire de chacune des entreprises, la Régie constate que le mode de partage actuel d'Énergir est parmi les plus contraignants.

[114] La Régie note qu'Énergir ne peut plus recourir à des prévisions budgétaires pour la fixation de ses dépenses d'exploitation pour les trois prochaines années, lesquelles sont et seront dorénavant autorisées sur la base de la croissance réelle des clients et sur un indice pondéré d'inflation. Aussi, avec le mécanisme de découplage des revenus, il ne sera plus possible de générer des TP à partir d'écarts de prévision volumétrique et, ainsi, de réduire significativement la volatilité des écarts de rendement. Conséquemment, le seul moyen de générer des TP reposerait sur la capacité du Distributeur à contrôler l'accroissement de ses coûts.

[115] La Régie considère qu'une proportion importante du revenu requis autorisé en distribution d'Énergir est déterminée soit par une formule paramétrique, soit en fonction des investissements passés inclus à sa base de tarification. Ainsi, Énergir a peu de possibilités de présenter des prévisions budgétaires conservatrices.

[116] Par conséquent, la Régie juge que les effets possibles de l'asymétrie d'information, autant à l'égard des revenus que des coûts, sont significativement diminués, ce qui milite en faveur d'une revue du mode de partage actuel.

[117] Cependant, à l'instar de la FCEI, la Régie prend en compte, dans l'évaluation du mode de partage, le fait que le mécanisme de découplage transfère le risque de prévision des ventes vers la clientèle alors qu'une part significative de ce risque est assumée par Énergir dans le modèle actuel. Ainsi, la probabilité d'avoir des écarts de rendements positifs est significativement plus élevée que sans mécanisme de découplage. Pour cette raison, la Régie ne retient pas la zone sans partage, telle que proposée par Énergir.

[118] En conséquence, la Régie autorise le mode de partage des écarts de rendement d'Énergir, pour les années tarifaires 2019-2020 à 2021-2022, selon la formule suivante :

pour les TP :

- 50 premiers points de base : Énergir 75 %, clientèle 25 %;
- au-delà de 50 points de base : Énergir 50 %, clientèle 50 %.

Enfin, les MAG resteront entièrement à la charge du Distributeur.

4. NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES ET PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES

4.1 NORMES COMPTABLES ADOPTÉES AU 1^{ER} OCTOBRE 2018

[119] Énergir présente les normes qu'elle a adoptées au 1^{er} octobre 2018 en vertu des principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis. Selon le Distributeur, l'adoption de ces normes n'a eu aucun impact significatif sur son bénéfice net et, par conséquent, ne nécessite aucune modification aux traitements réglementaires³⁶.

[120] La Régie prend acte de l'absence d'impact sur le bénéfice net d'Énergir découlant des ajouts ou des modifications des normes qu'elle a adoptées au 1^{er} octobre 2018 en vertu des PCGR des États-Unis.

³⁶ Pièce [B-0127](#), p. 2.

4.2 NORME ASC 842 - *LEASES*

4.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[121] Pour les normes qui seront adoptées au cours des trois prochains exercices financiers, Énergir réfère aux notes de ses états financiers intermédiaires consolidés, présentés à la suite des états financiers intermédiaires consolidés de Valener Inc., pour la période de trois mois terminée le 31 décembre 2018³⁷.

[122] Parmi ces normes qui seront éventuellement adoptées, Énergir présente les impacts découlant de la norme ASC 842 – *Leases*. Selon le Distributeur, le principal impact de cette norme a trait aux contrats de location-exploitation.

[123] En vertu des normes actuelles, Énergir ne comptabilise aucun élément au bilan relativement aux contrats de location-exploitation et les charges liées à ces contrats sont comptabilisées dans les dépenses d'exploitation à l'état des résultats, sous la ligne « Exploitation et entretien ».

[124] Énergir indique que lors de l'adoption de la norme ASC 842, elle devra comptabiliser les contrats de location-exploitation au bilan, soit un actif au titre du droit d'utilisation ainsi qu'un passif au titre d'une obligation locative de valeur équivalente.

[125] Le Distributeur mentionne que la nouvelle norme n'a pas d'impact sur la nature et le montant des dépenses comptabilisées aux résultats, associées aux contrats de location-exploitation, puisqu'elles continueront d'être comptabilisées de façon linéaire sur la durée du contrat et d'être présentées à titre de charges locatives dans les charges d'exploitation.

[126] Énergir propose donc que l'actif, au titre du droit d'utilisation, et le passif, au titre d'une obligation locative découlant d'un contrat de location-exploitation, soient exclus de la base de tarification et de la structure de capital, considérant qu'ils auront une valeur égale et que les sommes récupérées dans les tarifs continueront d'être équivalentes aux sommes déboursées.

³⁷ Pièce [B-0127](#), p. 2, note de bas de page n° 1 : Les états financiers sont disponibles sur le site Sedar.com.

4.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[127] La Régie a pris connaissance de la liste des normes comptables publiées qui seront adoptées au cours des prochaines années, telle que mise en preuve au présent dossier par une référence au site Sedar.com.

[128] La Régie en prend acte et s'en déclare satisfaite.

[129] Pour la norme ASC 842 – *Leases*, la Régie note que l'application des modifications n'a pas d'impact sur la nature et le montant des dépenses comptabilisées aux résultats pour la détermination du coût de service.

[130] De plus, la Régie constate que le traitement comptable proposé par Énergir est comparable au traitement comptable qu'elle a accepté pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution.

[131] À cet égard, dans sa décision D-2019-027, la Régie se prononçait comme suit :

« [114] La Régie note que la norme ASC 842 n'a pas pour objectif de modifier la nature des dépenses associées aux contrats de location-exploitation, qui continuent d'être présentées à titre de charges locatives dans les charges d'exploitation et qui sont comptabilisées de façon linéaire sur la durée du contrat. Elle partage l'avis [de HQD] selon lequel l'actif au titre du droit d'utilisation découlant d'un contrat de location-exploitation ne constitue pas une dépense en investissement justifiant un rendement sur la base de tarification.

[115] La Régie accepte la proposition [de HQD] selon laquelle les actifs au titre du droit d'utilisation liés aux contrats de location-exploitation ne soient pas intégrés à la base de tarification »³⁸.

[132] Pour les mêmes motifs, la Régie autorise la proposition d'Énergir relative au traitement comptable des contrats de location-exploitation.

³⁸ Dossier R-4057-2018 Phase 1, décision [D-2019-027](#), p. 31.

4.3 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES

4.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[133] Comme par le passé, Énergir présente les principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement de la base de tarification et de la structure du capital, ainsi que le renvoi aux ordonnances et décisions pertinentes³⁹.

[134] Au présent dossier, elle présente également une nouvelle pièce portant sur les normes comptables récemment adoptées, ou qui le seront, en vertu des PCGR des États-Unis et qui font l'objet de la section 4.2 de la présente décision.

[135] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir présente les décisions autorisant le traitement comptable réglementaire applicable pour la dépense d'impôts, dont les décisions G-275 du 8 décembre 1981 et D-90-75 du 19 décembre 1990⁴⁰.

[136] Questionnée par la Régie sur la présentation des principes réglementaires et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service, Énergir mentionne :

« Énergir a pris connaissance de la pièce B-0011 tirée du dossier R-4058-2018 de transporteur d'électricité. Elle comprend que cette pièce regroupe des informations semblables à celles présentées à travers les différentes pièces du dossier tarifaire d'Énergir, citées en référence par la Régie à sa question. Toutefois, la pièce du transporteur présente aussi les principes comptables et réglementaires relatifs aux dépenses du coût de service ainsi que le renvoi aux ordonnances et décisions pertinentes. Répertorier les différents principes et décisions appliqués actuellement pour les fins d'établissement du coût de service constitue un travail de recherche considérable. En effet, certains principes et/ou décisions sont en vigueur depuis plusieurs années. Produire une pièce, tel que demandé par la Régie, requiert donc réflexion et analyse. Compte tenu des délais impartis, jumelés à la période de vacances estivales, Énergir n'est pas en mesure de produire une telle pièce au présent dossier. Cependant, elle demeure ouverte à

³⁹ Pièce [B-0085](#) et [B-0097](#).

⁴⁰ Pièce [B-0218](#), p. 6 et 7.

la possibilité d'intégrer ces informations complémentaires dans un prochain dossier tarifaire »⁴¹.

4.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

[137] Dans sa décision D-2015-212, la Régie reconnaissait que les principes, méthodes et règles utilisés par Énergir pour établir les valeurs de son coût de service reposent sur les normes comptables utilisées aux fins des états financiers statutaires et sur ses décisions.

[138] Au présent dossier, les réponses d'Énergir à certaines DDR de la Régie ont permis de mettre en lumière le fait que plusieurs décisions règlementaires rendues au cours des dernières décennies s'appliquent pour la détermination des dépenses nécessaires à la prestation du service, sans qu'elles soient répertoriées dans un document de synthèse.

[139] La Régie juge nécessaire que l'ensemble des principes règlementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement du coût de service soit présenté au dossier tarifaire, ainsi que le renvoi aux ordonnances et décisions pertinentes. Conséquemment, il y a lieu de compléter l'information déposée dans le cadre des dossiers tarifaires.

[140] **Pour ces motifs, la Régie demande à Énergir, à compter du prochain dossier tarifaire, de déposer une pièce présentant les principes règlementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service, ainsi que le renvoi aux ordonnances et décisions pertinentes, dont les décisions G-275, D-90-75 et D-2015-212.**

⁴¹ Pièce [B-0218](#), p. 26.

5. MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DE LA MARGE EXCÉDENTAIRE DE CAPACITÉS DE TRANSPORT

5.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

5.1.1 ÉTABLISSEMENT DE LA MARGE EXCÉDENTAIRE : MÉTHODOLOGIE ET SUIVI DES DÉCISIONS D-2018-158 ET D-2019-057

[141] L'article 72 de la Loi prévoit qu'Énergir doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie un plan d'approvisionnement. Ce plan doit tenir compte d'une marge excédentaire de capacité de transport qu'Énergir estime nécessaire pour favoriser le développement des activités industrielles, cette marge ne pouvant dépasser 10 % des livraisons annuelles prévues par le Distributeur (Marge excédentaire).

[142] Dans la décision D-2017-094, la Régie demandait à Énergir d'identifier, lors du prochain dossier tarifaire, les capacités excédentaires de transport qu'elle estimait nécessaires, le cas échéant, pour le développement industriel et de présenter une preuve à l'égard du pourcentage qu'elle jugeait requis à cette fin.

[143] Dans le cadre du dossier tarifaire 2017-2018, en suivi de cette décision, le Distributeur présentait une méthodologie d'établissement des besoins de la Marge excédentaire aux fins du plan d'approvisionnement 2019-2022⁴².

[144] Dans sa décision D-2018-158⁴³, la Régie jugeait que la preuve au dossier ne démontrait pas, de manière concluante, la façon dont les critères étaient identifiés ni comment ils étaient utilisés pour le calcul de la probabilité de réalisation des projets. Elle demandait également à Énergir de soumettre, lors du dossier tarifaire suivant, une analyse de la performance prévisionnelle de cette méthode.

[145] Dans le présent dossier, Énergir indique qu'elle conserve la méthodologie d'évaluation de la Marge excédentaire qu'elle avait présentée l'année dernière, mais qu'elle ajoute deux nouveaux filtres afin de mieux anticiper les capacités de transport requises.

⁴² Dossier R-4018-2017, pièce [B-0037](#).

⁴³ Dossier R-4018-2017, décision [D-2018-158](#), p. 49, par. 179 à 181.

[146] Cette méthodologie repose sur quatre critères d'évaluation : le « *niveau d'avancement du projet* », sa « *solidité financière* », l'« *environnement socio-économique* » dans lequel il se situe et son « *degré d'innovation* ». Aux fins de l'évaluation de la Marge excédentaire, Énergir considère les projets dont la probabilité de réalisation se situe entre 25 et 50 %. La Marge excédentaire correspond à la capacité de transport requise par le plus important projet de la liste.

[147] Les deux nouveaux filtres ajoutés au présent dossier sont⁴⁴ :

- les pointages associés aux critères de solidité financière, de l'environnement socio-économique et de degré d'innovation ne sont pris en compte que lorsque le niveau d'avancement du projet atteint un pointage minimum de 20 %;
- un projet nécessitant une garantie financière de transport ne peut atteindre un pointage de 50 % tant que la garantie financière n'est pas reçue par Énergir.

[148] Le Distributeur juge qu'il est peu probable que plusieurs projets se réalisent en même temps, au cours d'une même année. C'est pour cette raison qu'il retient, à titre de Marge excédentaire, la capacité de transport du projet le plus important. Il précise toutefois que c'est le besoin en capacité de transport qui est retenu et non le projet spécifique auquel cette capacité est associée.

[149] Énergir précise que les raffinements apportés à sa méthodologie font en sorte que les résultats du modèle d'évaluation avec les deux nouveaux filtres ne sont pas comparables à ceux des années antérieures. De plus, étant donné que la méthode utilisée pour évaluer la Marge excédentaire n'existe que depuis le dossier tarifaire 2018-2019, Énergir n'est pas en mesure de soumettre une analyse historique des développements industriels qui auraient été associés à une Marge excédentaire.

[150] Énergir rappelle que la Marge excédentaire doit être disponible pour répondre aux besoins en transport de projets industriels d'envergure. Elle mentionne que le projet d'extension de réseau pour desservir Métaux BlackRock Inc.⁴⁵ a pu être envisagé grâce à la disponibilité de la Marge excédentaire. Elle ajoute que l'introduction de cette Marge excédentaire à l'article 72 de la Loi a changé les perspectives et qu'il faut examiner le contexte sous un angle nouveau.

⁴⁴ Pièce [B-0058](#), p. 6.

⁴⁵ Dossier R-4069-2018, décision [D-2019-022](#).

[151] En conséquence, Énergir soumet que pour les fins bien spécifiques du modèle d'évaluation de la Marge excédentaire, la réalisation éventuelle d'un projet, quelle que soit l'évaluation de sa probabilité de réalisation, n'a pas vraiment d'importance et qu'une analyse de la performance prévisionnelle du modèle n'est alors pas utile. Elle est d'avis que l'importance doit être accordée à l'évaluation des besoins d'approvisionnement en prenant en compte la Marge excédentaire.

[152] 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 à 660 10³m³/jour (25 000 GJ/jour), ce qui correspond à 4,0 % des prévisions de livraison totales de l'année 2019-2020 présentées au Plan d'approvisionnement. Elle précise cependant que la Marge excédentaire n'est pas prise en compte pour déterminer les besoins en outils d'approvisionnement pour cette année⁴⁶.

[153] En suivi de la décision D-2019-057⁴⁷, Énergir dépose un complément de preuve afin d'expliquer davantage la méthodologie d'établissement de la Marge excédentaire, ainsi que les pondérations, les critères d'évaluation et les sous-critères. Énergir présente également les résultats du test de validité de type « *backtesting* » qu'elle a effectué.

[154] De plus, le Distributeur se prononce sur l'inclusion de critères additionnels afin de prendre en compte les facteurs exogènes pouvant affecter la probabilité de réalisation des projets et de la prise en compte de la date spécifique de mise en service de chacun des projets évalués.

Critères d'évaluation et sous-critères y afférents

[155] Énergir précise que l'établissement de la grille d'évaluation par critères et sous-critères est basé sur son expérience passée. Elle rappelle que sa méthode est similaire à celle utilisée dans d'autres secteurs, notamment les banques et les firmes d'investissements. Énergir mentionne qu'elle a validé, de façon informelle, son approche auprès de quelques grandes institutions bancaires qui financent ce « *genre de projets* »⁴⁸. Selon elle, les deux

⁴⁶ Pièce [B-0184](#), p. 75, tableau 27.

⁴⁷ Décision [D-2019-057](#), p. 8 à 10, par. 20 à 31.

⁴⁸ Pièce [B-0192](#), p. 7, lignes 22 à 24.

premiers critères, soit le niveau d'avancement et la solidité financière, démontrent le sérieux du projet⁴⁹.

[156] Énergir attribue ■ points sur 100 pour le critère d'évaluation « *niveau d'avancement du projet* ». Le résultat découle de l'évaluation de trois sous-critères : « *Étape complétée* », « *Processus BAPE amorcé* » et « *Décision finale du site d'implantation* », lesquels valent respectivement ■ points.

[157] Le premier sous-critère « *Étape complétée* » est segmenté selon l'avancement du projet, sur une échelle ■. Le second sous-critère « *Processus BAPE amorcé* » s'applique lorsqu'une demande publique d'autorisation environnementale est requise. Il vaut ■ points lorsque les études environnementales sont complétées et déposées au ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) et ■ points lorsque le certificat d'autorisation est obtenu. Lorsque le processus environnemental n'est pas requis, Énergir répartit les ■ points au sous-critère « *Étape complétée* ». Le dernier sous-critère « *Décision finale du site d'implantation* » se voit attribuer ■ points si le site est choisi et réservé, et ■ points additionnels si le site est acquis.

[158] Le second critère d'évaluation, « *solidité financière du client/projet* », vaut ■ points sur 100 et comporte également trois sous-critères : « *Notation de crédit* », « *Garanties de transport complétées* » et « *Proportion du financement attaché* ». Ces trois sous-critères comptent pour ■ points respectivement.

[159] Les points du premier sous critère varient sur une échelle de ■ selon la notation de crédit du promoteur. Le deuxième sous-critère concerne les projets dont la capacité de transport est de 300 000 m³/jour et plus. Ces projets se voient accorder ■ points s'ils remettent à Énergir la garantie requise. Les projets non assujettis à la garantie de transport reçoivent également ■ points. Le dernier sous-critère mesure le degré d'avancement d'obtention du financement et il se mesure sur une échelle de ■.

[160] Le troisième critère se rapporte à l'environnement socio-économique du projet et est divisé en trois sous-critères valant ■ points chacun, pour un total de ■ points : « *État du marché (offre, demande, prix)* », « *Volatilité des prix* » et « *Acceptabilité sociale* ».

⁴⁹ Pièce [B-0192](#), p. 4, lignes 3 et 4.

[161] Énergir précise que l'état du marché représente la valeur au marché (équilibre offre-demande) au moment de l'analyse. [REDACTED]. Elle soutient que ce sous-critère prend en compte certains facteurs exogènes, notamment l'aspect cyclique ou non du secteur d'activité du projet visé.

[162] Énergir mentionne que le niveau de volatilité des prix s'obtient en analysant l'historique des prix du produit visé par le projet. Elle note également que l'acceptabilité sociale est dorénavant un critère d'évaluation primordial à l'implantation de projets industriels au Québec. [REDACTED]. À cet égard, Énergir indique qu'elle se fie à la portée médiatique des représentations de regroupements de citoyens organisés ou de blocages territoriaux.

[163] Énergir est d'avis que les critères d'évaluation et sous-critères sont suffisants pour établir les perspectives de l'environnement socio-économique. Elle considère que des critères tels que l'intensité de la compétition mondiale et les risques liés à l'imposition de tarifs douaniers, sont déjà considérés dans l'analyse de risques effectuée par les promoteurs des projets. Ainsi, les critères « *Niveau d'avancement du projet* » et « *Solidité financière du client/projet* » sont tributaires de cette analyse de risques, [REDACTED].

[164] Le dernier critère est lié au degré d'innovation technologique. Un projet dont la technologie est éprouvée mérite [REDACTED] points [REDACTED].

[165] Énergir soutient qu'il n'est pas nécessaire de prendre en compte les dates de réalisation de chacun des projets dans la méthodologie, car la Marge excédentaire n'est pas associée à un ou plusieurs projets spécifiques et ne dépend donc pas d'une date d'implantation spécifique. Elle ajoute que la Marge excédentaire doit être en place en tout temps pour répondre à la demande d'un projet éventuel.

Résultats du « backtesting »

[166] Énergir soutient que l'analyse des probabilités de réalisation des grands projets n'est pas une science exacte car, quoique fondée sur des éléments observables ou quantifiables, elle est également basée sur des hypothèses amenées à changer dans le temps. Elle note que le contexte socio-économique est en constante évolution.

[167] Énergir indique qu'elle a tenté dans les dernières années d'améliorer ses méthodes d'analyse avec l'ajout de sous-critères, de filtres et d'échelles. Elle mentionne que la méthodologie actuelle, implantée depuis 2018-2019, est plus précise qu'auparavant.

[168] Énergir a « *rétro testé* » 10 projets de développement analysés entre 2013 et 2017. En réponse à une DDR de la FCEI, elle précise qu'il s'agit de projets distincts et qu'ils représentent la totalité des projets évalués. Elle précise également qu'entre 2010 et 2012, aucun projet industriel d'envergure ne lui a été soumis⁵⁰.

[169] Pour chacun de ces projets, Énergir a comparé le pointage obtenu lors des évaluations initiales avec ceux qui auraient été obtenus selon la grille d'analyse actuelle. Considérant que les critères étaient moins détaillés lors des évaluations initiales, Énergir a tenté d'estimer les résultats des sous-critères de la grille actuelle en se reportant à l'époque des évaluations, mais elle précise que ces résultats demeurent approximatifs.

[170] À la lumière des résultats de son « *backtesting* », Énergir constate que la grille actuelle a tendance à limiter l'intégration trop hâtive des projets dont le niveau d'avancement est faible. Elle explique que la grille précédente ne comportait que les quatre grands critères et que l'ajout de sous-critères dans la grille actuelle reflète davantage la réalité du marché et apporte plus de précision. Elle indique que les échelles ██████████, inexistantes auparavant, permettent dorénavant une plus grande rigueur dans l'établissement de l'avancement des projets.

[171] Énergir mentionne que l'ajout des deux filtres permet de s'assurer que les projets n'accèdent pas trop rapidement au scénario de base du plan d'approvisionnement. Elle précise que le premier filtre relatif au niveau d'avancement du projet, à savoir l'atteinte d'un pointage minimum de 20 %, permet d'exclure des critères qui pourraient biaiser la probabilité de réalisation des projets sans que le projet soit suffisamment avancé. Le

⁵⁰ Pièce [B-0219](#), p. 21 et 22, réponse aux questions 4.1, 4.2 et 4.6.

second filtre élimine du plan d'approvisionnement les projets majeurs pour lesquels les promoteurs ne s'acquittent pas de leur obligation de fournir la garantie financière pour le transport.

[172] Énergir mentionne que la probabilité de réalisation d'un projet fluctue dans le temps, à la hausse comme à la baisse. Elle indique qu'aux fins de la détermination de la Marge excédentaire, elle évalue la probabilité de réalisation au meilleur de ses connaissances durant la période de préparation du dossier tarifaire, soit en début d'année civile.

5.1.2 APPROBATION DE LA MÉTHODOLOGIE D'ÉTABLISSEMENT DE LA MARGE EXCÉDENTAIRE

[173] Lors de l'audience, la Régie a questionné les participants afin de savoir si elle doit approuver la méthodologie d'établissement de la Marge excédentaire demandée par Énergir, ou s'il suffit qu'elle en prenne acte⁵¹.

[174] Pour sa part, Énergir conclut finalement qu'une approbation n'est pas nécessaire, considérant notamment les décisions D-2017-094 et D-2018-158⁵². Elle rappelle qu'au moment des changements législatifs lui permettant de tenir compte, dans son Plan d'approvisionnement, de la Marge excédentaire, la Régie lui avait demandé une preuve à l'égard du pourcentage qu'elle estime nécessaire à cette fin.

[175] Énergir précise qu'en demandant à la Régie de « *prendre acte et de s'en déclarer satisfaite* », elle recherche un « *minimum de certitude par rapport à la méthodologie* » sur laquelle repose la Marge excédentaire. Elle indique que, chaque année, elle déposera les besoins de la Marge excédentaire déterminée selon la méthodologie présentée au présent dossier. Cependant, elle apporte un bémol à l'effet qu'il ne faudrait pas refaire le débat sur la méthodologie⁵³.

⁵¹ Pièce [A-0073](#), p. 95, 96 et 254.

⁵² Dossiers R-3987-2016 Phase 2, décision [D-2017-094](#), p. 74, par. 244, et R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 49, par. 179 à 181.

⁵³ Pièce [A-0073](#), p. 260 à 262.

5.2 POSITION DES INTERVENANTS

[176] L'ACIG indique qu'elle est satisfaite de la preuve déposée par Énergir et ne juge pas nécessaire de formuler de commentaires particuliers.

[177] Selon la FCEI, il n'est pas nécessaire que la Régie approuve la méthodologie d'établissement de la Marge excédentaire. Elle note qu'Énergir utilise d'autres méthodes qui ne font pas l'objet d'approbation⁵⁴.

[178] La FCEI estime que la nouvelle méthode de détermination de la Marge excédentaire, c'est-à-dire celle mise en place depuis 2018-2019, est préférable à la précédente. Elle juge toutefois que le « *backtesting* » ne permet pas de démontrer, de façon concluante, que la nouvelle méthode est exempte d'un biais significatif.

[179] L'intervenante est d'avis qu'une bonne performance prévisionnelle permettrait d'établir adéquatement la Marge excédentaire, tant en termes de probabilité de réalisation des projets que de délai de réalisation. Selon elle, une surévaluation des probabilités de réalisation des projets et une prévision trop hâtive de leur mise en service pourraient mener à une surévaluation du besoin de la Marge excédentaire et, par le fait même, entraîner des coûts liés à l'acquisition d'outils de transport non requis.

[180] La FCEI indique que la méthode sert d'abord et avant tout à établir la prévision de la demande car elle permet de déterminer les projets qui sont intégrés dans le scénario de base. L'intervenante indique également que les impacts sur les coûts des approvisionnements sont directs et qu'il convient de s'assurer que la méthode produise des prévisions qui sont globalement cohérentes avec la réalité.

[181] La FCEI exprime son désaccord avec la prétention du Distributeur, selon lequel la Marge excédentaire n'est pas associée à un ou plusieurs projets spécifiques et ne dépendrait pas d'une date de mise en service. Elle cite en exemple le cas du projet n° 6, dont la hausse marquée de la consommation débute en 2021⁵⁵. Dans ce cas, la FCEI considère qu'il était déraisonnable de se procurer une capacité de $592 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ pour les années 2020 à 2022, s'il était connu que ce projet était mis en service en 2023. Selon l'intervenante, plutôt que d'utiliser un besoin uniforme sur l'ensemble des quatre années,

⁵⁴ Pièce [A-0073](#), p. 155, lignes 6 à 12.

⁵⁵ Pièce [B-0175](#), p. 11, réponse à la question 2.3.

la Marge excédentaire devrait être évaluée indépendamment pour chacune des années du Plan d'approvisionnement.

[182] Conséquemment, la FCEI demande qu'une analyse de la performance prévisionnelle de la nouvelle méthode soit produite.

[183] Enfin, l'intervenante soumet qu'un même projet devrait faire l'objet de suivis entre les différents plans d'approvisionnement.

[184] Le ROÉÉ estime que l'approbation de la méthodologie n'est pas expressément requise. L'intervenant mentionne que la preuve doit être de nature à convaincre la Régie que la Marge excédentaire proposée par Énergir répond à l'exigence établie par la Loi⁵⁶. À cette fin, il est d'avis que la Régie peut exiger une preuve probante concernant la méthodologie retenue par Énergir.

[185] Considérant les données historiques liées aux projets récents, dont la probabilité de réalisation, SÉ-AQLPA recommandait initialement d'approuver la méthode proposée par Énergir.

[186] À la suite d'une question de la Régie en audience, l'intervenant plaide que la Régie n'a pas à approuver la Marge excédentaire ni sa méthode d'établissement. SÉ-AQLPA indique qu'il sera toujours loisible à la Régie, dans ses motifs au soutien d'une décision, d'indiquer si elle est satisfaite ou non de la Marge excédentaire et de sa méthode d'établissement, ou si elle invite Énergir à y apporter des améliorations⁵⁷.

5.3 OPINION DE LA RÉGIE

5.3.1 MÉTHODOLOGIE D'ÉTABLISSEMENT DE LA MARGE EXCÉDENTAIRE

[187] La Régie juge que les articles 49 et 72 de la Loi n'imposent pas l'approbation de la méthodologie d'établissement de la Marge excédentaire.

⁵⁶ [RLRQ, c. R-6.01](#), articles 49 et 72.

⁵⁷ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0033](#), p. 8.

[188] Toutefois, considérant que l'acquisition de capacités de transport aux fins de la Marge excédentaire occasionne des coûts pour la clientèle, la Régie doit s'assurer qu'elle est justifiée et nécessaire. Cet examen implique que le Distributeur doive, à chaque dossier tarifaire, identifier clairement et justifier les capacités excédentaires de transport qu'il estime nécessaire, le cas échéant, pour favoriser le développement d'activités industrielles.

[189] Par conséquent, la Régie prend acte de la méthodologie d'établissement de la Marge excédentaire. Elle s'attend à ce qu'Énergir, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, continue d'identifier clairement les capacités excédentaires de transport qu'elle estime nécessaire pour le développement d'activités industrielles.

5.3.2 SUIVI DEMANDÉ DANS LA DÉCISION D-2019-057

[190] La Régie constate que les renseignements fournis par Énergir dans son complément de preuve, en suivi de la décision D-2019-057⁵⁸, sont globalement satisfaisants et permettent de comprendre adéquatement la méthodologie proposée. À l'instar de la FCEI, la Régie estime que la nouvelle méthodologie est, somme toute, meilleure que la précédente.

[191] La Régie note que les renseignements fournis dans les pièces B-0193 et B-0233⁵⁹ répondent en bonne partie au suivi demandé dans sa décision D-2019-057. Cependant, il aurait été souhaitable que l'annexe Q-4.3/Q-4.4, qui porte sur l'échéancier des projets, repose sur la nouvelle méthode d'évaluation et non sur l'ancienne. La Régie note également que l'annexe n'inclut pas les renseignements relatifs aux plans d'approvisionnement 2018-2019 et 2019-2020.

[192] Ainsi, la Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu de donner suite à la recommandation de la FCEI de demander une évaluation de performance additionnelle pour la méthodologie d'établissement de la Marge excédentaire⁶⁰. La Régie estime que c'est le contexte d'affaires d'Énergir qui ne permet pas de réaliser un « *backtesting* » plus élaboré.

⁵⁸ Décision [D-2019-057](#), p. 10, par. 31.

⁵⁹ Une version confidentielle de la pièce [B-0192](#) est déposée comme pièce B-0193, p. 8 et 9, et une version confidentielle de la pièce [B-0232](#), annexe Q4.3/Q4.4, est déposée comme pièce B-0233.

⁶⁰ Pièce [C-FCEI-0055](#), p. 8 et 9, par. 62 et 63.

[193] La Régie constate que, dans sa définition actuelle, la méthodologie ressemble davantage à un pointage qu'à une probabilité de réalisation. Elle rappelle que c'est par une étude théorique ou par une analyse empirique que l'on se convainc de la probabilité d'un événement. Afin de démontrer adéquatement l'existence d'un lien entre les pointage qu'Énergir attribue aux projets et la probabilité de leur réalisation, des données additionnelles du « *backtesting* » doivent être obtenues. Énergir, dans son argumentaire résume bien la situation :

« Et d'ailleurs, de par sa nature excessivement récente, on s'entend, ça date déjà d'un an, maximum deux ans, la méthodologie, en fait, deux dossiers tarifaires, s'il y a à avoir un bilan ici, et si jamais vous jugiez qu'il y a nécessité d'avoir un bilan, bien on le fera lorsqu'on aura un certain échantillonnage de quelques années pour voir est-ce que la marge remplit ses objectifs? Est-ce qu'on cadre avec les prévisions? Mais pour ça, il faut laisser... Il y a le proverbial : « Laisser la chance au coureur ». Laissons vivre cette marge excédentaire et par la suite, si vous le jugez nécessaire, il y aura un bilan à effectuer »⁶¹.

[194] **En conséquence, la Régie ordonne à Énergir de déposer, à compter du prochain dossier tarifaire, l'annexe Q-4.3/Q-4.4 de la pièce B-0233 en utilisant la nouvelle grille d'évaluation et d'y ajouter, au fur et à mesure, les renseignements relatifs aux dossiers tarifaires les plus récents. Les renseignements fournis par Énergir à cet égard devront permettre de suivre individuellement chaque projet entre les différents plans d'approvisionnement, depuis le dossier tarifaire 2013-2014.**

5.3.3 MARGE EXCÉDENTAIRE ESTIMÉE AU PRÉSENT DOSSIER

[195] La Régie note qu'Énergir n'entend pas planifier, pour l'année 2019-2020, l'ajout de capacité de transport à titre de Marge excédentaire. Elle note également que le Distributeur veillera toutefois à combler ce besoin jusqu'à concurrence de 660 10³m³/jour (25 000 GJ/jour) si un projet industriel d'envergure se présentait⁶². Ainsi, pour l'année tarifaire 2019-2020, le coût relatif à la Marge excédentaire est nul.

⁶¹ Pièce [A-0073](#), p. 72.

⁶² Pièce [B-0312](#), p. 22, par. 107 et 108.

[196] **La Régie est satisfaite de la preuve au soutien des capacités de transport que le Distributeur estime nécessaires pour favoriser le développement d'activités industrielles. Elle approuve donc la valeur de 660 10³m³/jour à considérer dans le Plan d'approvisionnement, représentant entre 3,9 % et 4,0 % des livraisons totales de l'année 2019-2020.**

6. APPROVISIONNEMENT GAZIER

6.1 PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER 2020-2023

6.1.1 POSITION D'ÉNERGIR

[197] Le Plan d'approvisionnement présente la prévision de la demande de gaz naturel pour les années 2020 à 2023, 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.

[198] En fonction des hypothèses économiques et énergétiques retenues et de la révision volumétrique 4/8 de l'année 2019, le Distributeur établit la prévision de la demande de la clientèle pour les quatre années du Plan d'approvisionnement comme suit :

TABLEAU 2
DEMANDE AVANT INTERRUPTIONS (SCÉNARIO DE BASE)

Catégorie de clientèle (10 ⁶ m ⁶)	2020	2021	2022	2023
Grandes entreprises	3 079,9	3 114,2	3 167,3	3 167,3
Petits et moyens débits	2 958,6	2 970,1	2 972,9	2 982,8
TOTAL	6 038,6	6 084,3	6 140,2	6 150,1

Source : Pièce B-0184, p. 7, tableau 1. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

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

[200] Énergir évalue la demande prévue à la journée de pointe en 2019-2020 à 35 771 10³m³/jour et le débit des approvisionnements existants à 35 749 10³m³/jour. Considérant que le déficit prévu de 21 10³m³/jour pour l'année 2019-2020 est marginal, Énergir ne prévoit pas d'action spécifique pour le combler avant la réévaluation des besoins dans les semaines précédant le début de l'hiver.

[201] Pour les années subséquentes, les déficits d'approvisionnement, après avoir pris en compte la Marge excédentaire, se situent entre 752 et 929 10³m³/jour. Énergir projette l'achat de capacités en hiver sur le marché secondaire et de capacités sur le marché primaire à partir de novembre 2022. Ainsi, elle ne prévoit pas effectuer de ventes *a priori* lors de l'année 2019-2020, puisqu'elle est en déficit d'approvisionnement et qu'aucune vente de transport *Firm Transportation Long Haul* (FTLH) non utilisé n'est projetée sur l'horizon du Plan d'approvisionnement.

[202] 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 :

- achat d'une capacité de transport de 21,1 10³m³/jour depuis Parkway (7,05 ¢/m³) jumelée à une capacité de 21,5 10³m³/jour entre Dawn et Parkway (7,05 ¢/m³) du 1^{er} novembre 2019 au 31 mars 2020;
- achat d'une capacité de transport de 21,1 10³m³/jour depuis Empress du 1^{er} novembre 2019 au 31 mars 2020 à un prix de 10,84 ¢/m³.

[203] Selon les résultats obtenus, Énergir évalue que la variation des coûts totaux d'approvisionnement entre les deux scénarios est de l'ordre de 0,272 M\$, soit 0,03 % des coûts totaux d'approvisionnement. Elle mentionne qu'elle a retenu le premier scénario, en

raison des coûts légèrement inférieurs générés par la stratégie d'achat en *Firm Transportation Short Haul* (FTSH) Parkway-Énergir-EDA⁶³.

[204] 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). Énergir précise que la production de GNR pour répondre au besoin de pointe n'est prise en compte que deux ans après la mise en service des nouveaux actifs, dans la mesure où les quantités produites quotidiennement sont constantes.

[205] À partir du 1^{er} décembre 2019, Énergir mentionne qu'elle sera en mesure de disposer de la nouvelle capacité d'entreposage et d'une capacité de retrait additionnelle à Pointe-du-Lac. Ainsi, elle prévoit qu'en 2019-2020, ce site pourra fournir une capacité de $1\,624\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ ⁶⁴.

6.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[206] La Régie approuve le plan d'approvisionnement gazier 2020-2023 et prend acte du déficit de $21\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ prévu pour l'année 2020.

[207] La Régie note que le Distributeur n'a pas contracté de capacités de transport pour la première année du plan et qu'il ne prévoit pas d'action spécifique pour combler ce déficit avant la réévaluation 0/12 des besoins dans les semaines précédant le début de l'hiver. La Régie tient compte du fait que le Distributeur évaluera les diverses alternatives disponibles et qu'il retiendra la plus avantageuse pour la clientèle.

⁶³ Pièce [B-0184](#), p. 85. EDA = Eastern Delivery Area.

⁶⁴ Pièce [B-0184](#), p. 82, tableau 30. Projet d'investissement autorisé par la décision [D-2018-155](#) rendue dans le dossier R-4034-2018.

6.2 INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE EN GAZ NATUREL

6.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[208] Le Distributeur indique que, depuis 2017, il a effectué des démarches afin de mieux comprendre le cycle de vie du gaz naturel, plus particulièrement au niveau de sa phase de production. Ces démarches ont mené à une initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel (l'Initiative)⁶⁵.

[209] Selon Énergir, l'Initiative a pour objectif de répondre à certaines préoccupations en matière de développement durable dans le contexte de la transition énergétique et, également, d'encourager les meilleures pratiques environnementales, sociales et de gouvernance dans la production du gaz naturel.

[210] Énergir mentionne que certains critères sont considérés lorsqu'elle effectue ses achats de fourniture tels que le prix, la solvabilité et la diversification des fournisseurs ainsi que l'expérience passée. Le Distributeur soumet qu'il continuera d'utiliser ces mêmes critères dans le cadre de l'Initiative.

[211] Dès l'année 2019-2020, Énergir prévoit effectuer une portion de ses achats de gaz de réseau auprès d'un ou plusieurs producteurs éligibles à l'Initiative, leur permettant ainsi d'avoir un accès privilégié au marché sur le territoire où s'exerce son droit exclusif de distribution.

[212] Puisque la fourniture est une composante importante de la facture des clients, le Distributeur mentionne qu'une approche « à petits pas » sera favorisée, afin de ne pas provoquer une hausse significative du tarif du gaz de réseau par les achats responsables de gaz naturel.

[213] À cet égard, Énergir prévoit verser à un ou plusieurs producteurs éligibles un montant de [REDACTED] à titre de prime pour un volume d'environ 15 Bcf⁶⁶, soit un peu moins de 20 % de ses achats annuels de gaz de réseau, selon les hypothèses suivantes :

⁶⁵ Pièce [B-0184](#), Annexe 17.

⁶⁶ Bcf = Billion cubic feet (1 000 000 000 pieds cubes)

- un seul producteur serait éligible pour l'année 2019-2020;
- Énergir lui achèterait l'équivalent de 40 000 GJ/jour durant toute l'année;
- la prime serait d'environ [REDACTED]⁶⁷.

[214] Énergir indique que la prime de [REDACTED] représente une hausse de moins de [REDACTED] des coûts des achats totaux de gaz naturel⁶⁸, soit un impact de moins de 2 \$/an ou environ 0,11 % d'augmentation sur la facture d'un client résidentiel type. Une fois que les coûts réels relatifs à la prime auront atteint le montant maximal de [REDACTED], Énergir effectuera ses achats de gaz naturel selon l'approche traditionnelle.

[215] À titre indicatif, Énergir précise qu'elle procèdera aux achats responsables sur la base des mêmes indices que ses achats traditionnels de gaz de réseau. Par exemple, le prix pour les achats responsables de gaz naturel au cours de l'année 2019-2020, selon le point d'achat Empress pour l'année 2019 est évalué à [REDACTED] auquel s'ajoute une prime de [REDACTED]. Le coût total de ces achats est évalué à près de [REDACTED]⁶⁹.

[216] Énergir mentionne que les coûts de la prime seront inclus dans les coûts à récupérer par l'intermédiaire du tarif de fourniture qui s'applique aux clients en gaz de réseau, puisque les clients en achat direct achètent leur propre molécule.

[217] Énergir mentionne qu'elle appliquera les mêmes traitements règlementaires pour les achats responsables de gaz naturel que pour tout autre achat de gaz naturel. Le Distributeur soumet que, pour l'instant, rien ne laisse présager que les achats responsables de gaz naturel auront un impact sur les *Conditions de service et Tarif*.

[218] Énergir indique que l'Initiative a été développée en consultation avec des groupes environnementaux, mais qu'elle a également fait l'objet d'échanges dans le cadre du processus de consultation règlementaire (PCR) lors duquel les intervenants ont été consultés, notamment, quant aux enjeux de coûts associés.

[219] Le Distributeur mentionne qu'il prévoit effectuer une reddition de compte relative aux achats effectués dans le cadre de l'Initiative au rapport annuel et également présenter les achats responsables de gaz naturel au tableau de la page 5 du rapport mensuel sur le calcul

⁶⁷ Pièce B-0185, Annexe 17, p. 15 (sous pli confidentiel).

⁶⁸ Sur la base que les achats de gaz de réseau représentent environ 260 M\$, en moyenne sur les trois dernières années.

⁶⁹ Pièces [B-0299](#), et B-0300 (sous pli confidentiel), p. 6, réponse 2.1.

détaillé du coût des services de fourniture de gaz naturel⁷⁰. Une révision de la première version de l'Initiative est également prévue en 2021⁷¹.

6.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[220] Le GRAME salue l'Initiative d'Énergir et appuie la proposition d'intégration des coûts additionnels de fourniture à même les coûts généraux d'approvisionnement, permettant ainsi la socialisation des coûts.

[221] À l'heure des changements climatiques et de la nécessité d'agir de manière responsable, le GRAME recommande que la stratégie d'approvisionnement responsable permette, à terme, de faire en sorte que l'ensemble de la fourniture de gaz naturel distribué au Québec provienne d'approvisionnements responsables.

[222] SÉ-AQLPA appuie les démarches d'Énergir relatives à l'Initiative, ainsi que ses engagements de divulgation des producteurs et de suivi annuel auprès de la Régie⁷².

[223] SÉ-AQLPA recommande également qu'Énergir énonce les objectifs en termes de résultats concrets et quantifiables ainsi que les mesures et l'échéancier de l'Initiative.

6.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[224] La Régie prend acte, dans le cadre de l'Initiative, des prévisions d'Énergir pour les volumes d'achats responsables jusqu'à concurrence de 20 % en gaz de réseau et pour la prime maximale qui sera versée au cours de l'année 2019-2020.

[225] La Régie note qu'Énergir prévoit présenter, dans le cadre de sa reddition de compte au rapport annuel 2019-2020, la proposition de traitement ainsi que les informations relatives aux achats responsables de gaz naturel.

⁷⁰ Pièces [B-0299](#) et B-0300 (sous pli confidentiel), p. 7, réponse 2.3.

⁷¹ Pièce [B-0310](#).

⁷² Pièce [C-SÉ-AQLPA-0032](#), p. 20.

[226] Afin de faciliter l'examen des achats responsables de gaz naturel, la Régie demande au Distributeur de présenter et d'identifier, dans le cadre du calcul mensuel des services de fourniture, les achats responsables de gaz naturel qu'il prévoit inclure au tableau de la page 5 du rapport mensuel.

6.3 PHILOSOPHIE DE REDONDANCE N+1

6.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[227] À la suite d'une revue des activités et des équipements de l'usine LSR, Énergir mentionne qu'elle a révisé à la baisse la capacité de vaporisation « garantie » quotidienne de 658 10³m³/jour. Cette capacité garantie est passée de 5 805 10³m³/jour à 5 147 10³m³/jour, en prévision de l'hiver 2018-2019⁷³. Énergir dépose une étude de Jenmar Concepts au soutien de cette révision⁷⁴.

[228] Le Distributeur explique que cette révision a été apportée en tenant compte de la philosophie de redondance « N+1 », au niveau des équipements de vaporisation et en considération des bonnes pratiques de l'industrie gazière. À titre d'exemple, Énergir mentionne que les postes de compression de La Tuque et de St-Maurice ont été conçus lors du projet de renforcement du réseau de transmission du Saguenay, sur la base d'un rapport d'expert qui recommandait d'appliquer la philosophie de redondance N+1 dans la conception du réseau.

[229] Énergir considère que cette philosophie vise à trouver un équilibre entre le risque et les conséquences d'une défaillance et le coût afférent à la couverture du risque. Le Distributeur considère que l'usine LSR est un équipement critique du réseau, utilisé en fine pointe, dont les impacts d'une potentielle défaillance s'avèrent trop importants pour ne pas prendre les moyens raisonnables et nécessaires afin de l'éviter.

[230] Bien que la capacité de vaporisation « garantie » et considérée comme ferme selon la philosophie de redondance N + 1 soit de 5 147 10³m³/jour, Énergir est d'avis que dans la mesure où les équipements sont tous en bon état de fonctionnement, l'usine LSR est en mesure de fournir les 5 805 10³m³/jour historiquement considérés au plan d'approvisionnement. Toutefois, elle considère qu'il serait imprudent de ne pas se doter

⁷³ Pièce [B-0184](#), p. 80 et 81.

⁷⁴ Pièce [B-0175](#), Annexe Q 6.2.

d'une alternative de dernier recours advenant le cas où l'usine LSR ne pourrait fournir que la capacité de vaporisation « garantie ».

[231] Conséquemment, pour l'année 2019-2020, Énergir mentionne qu'elle a considéré que l'usine LSR fournira malgré tout des capacités de 5 805 10³m³/jour en journée de pointe. Toutefois, elle indique qu'elle a l'intention de contracter un service de pointe afin de pallier la réduction de capacité ferme de 658 10³m³/jour pour cinq journées au maximum, tout comme ce fut le cas au cours de l'année 2018-2019.

[232] Énergir indique qu'elle n'est pas en mesure de prévoir si ce type de service demeurera offert sur le long terme, à un prix raisonnable. Elle mentionne qu'elle est présentement à la recherche de la meilleure option à long terme afin de pallier cette baisse de la capacité garantie à l'usine LSR. Énergir indique qu'elle a l'intention d'évaluer les solutions possibles et qu'elle présentera à la Régie la solution privilégiée une fois identifiée⁷⁵.

6.3.2 POSITION DES INTERVENANTS

[233] En ce qui a trait à la contribution de l'usine LSR et l'application de la philosophie de redondance, la FCEI soumet qu'elle n'a pas eu l'occasion de questionner Énergir sur les hypothèses ou sur les calculs sous-jacents à l'évaluation de l'aspect critique, de la fiabilité et de la disponibilité des vaporisateurs présentés à l'étude réalisée par Jenmar Concepts. Elle mentionne que l'audience lui a toutefois permis de circonscrire certaines failles de la proposition d'Énergir à cet égard.

[234] L'intervenante note que, selon la preuve, aucune défaillance de vaporisateurs à l'usine LSR n'a empêché le Distributeur de répondre aux besoins de sa clientèle. La FCEI est d'avis que l'affirmation d'Énergir relative aux conséquences importantes et aux impacts d'une défaillance n'est appuyée par aucun historique.

[235] L'intervenante souligne cependant que le fait qu'aucune défaillance n'ait jamais eu de conséquences importantes ne signifie pas que cela ne puisse jamais arriver. À cet égard, la FCEI fait valoir qu'Énergir ne présente pas d'analyse prospective ou théorique de l'impact ou des risques d'une défaillance sur sa capacité à desservir sa clientèle. Selon

⁷⁵ Pièces [B-0171](#), p. 15, réponse 5.2, et [B-0184](#), p. 81.

l'intervenante, l'étude de Jenmar Concepts est incomplète dans la mesure où elle n'aborde ni cette dimension ni la probabilité qu'une indisponibilité ait une conséquence importante⁷⁶. L'intervenante note que l'étude de Jenmar Concepts sur l'impact des défaillances ne repose que sur l'observation de quatre vaporisateurs ayant opéré de manière concomitante à huit occasions entre 2013 et 2018.

[236] Dans l'éventualité où les trois compresseurs disponibles à l'usine LSR seraient insuffisants, l'intervenante est d'avis qu'une évaluation des risques de conséquences devrait également tenir en compte des moyens alternatifs ou de mitigation à la disposition d'Énergir pour répondre à la demande. À cet effet, la FCEI identifie certains moyens de mitigation possibles portant sur la gestion à l'usine LSR ou sur d'autres possibilités d'approvisionnement avant d'interrompre le service⁷⁷.

[237] Quant au coût associé aux risques de défaillance, la FCEI souligne que le Distributeur ne présente aucune estimation de ce que serait un juste coût pour justifier l'adoption de la philosophie N+1 pour les vaporisateurs.

[238] Dans le présent dossier, la FCEI note qu'Énergir a pu se procurer un outil en service de pointe à un prix relativement faible afin de pallier la baisse de la capacité ferme à l'usine LSR selon le principe de redondance N+1. Toutefois, elle est d'avis que le prix de cet outil ne représente pas le coût d'adoption de la philosophie N+1. [REDACTED]

[REDACTED]

⁷⁸

[239] En l'absence d'une évaluation d'un coût acceptable et du coût effectif de l'adoption de cette philosophie, la FCEI soumet qu'on ne peut déterminer qu'il est raisonnable de l'adopter.

[240] La FCEI conclut qu'Énergir n'a pas fait la démonstration du bien-fondé de l'application de la philosophie N+1 aux vaporisateurs de l'usine LSR. Par conséquent,

⁷⁶ Pièces [C-FCEI-0044](#), p. 24, et [C-FCEI-0055](#), p. 10.

⁷⁷ Pièces [C-FCEI-0044](#), p. 24 et 25, [C-FCEI-0054](#), p. 10.

⁷⁸ Pièce C-FCEI-0045, p. 25 (sous pli confidentiel).

elle demande à la Régie de rejeter cette approche et de maintenir la contribution de l'usine LSR au Plan d'approvisionnement à $5\,805\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

[241] En audience, Énergir fait valoir que la FCEI propose des alternatives à l'application de la redondance qui ne peuvent se qualifier de services fermes ou offrant une garantie de disponibilité, contrairement à l'outil de pointe qu'elle souhaite contracter. Également, le Distributeur présente certaines références en réponses aux hypothèses de l'étude de Jenmar Concepts remises en question par la FCEI⁷⁹.

6.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[242] La Régie note qu'à la suite d'une revue des activités de l'usine LSR, le Distributeur a revu à la baisse la capacité de vaporisation « garantie » quotidienne de $5\,805\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ à $5\,147\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ dès l'hiver 2018-2019.

[243] La Régie constate que, selon Énergir, la philosophie de redondance N+1 appliquée au niveau des équipements de vaporisation à l'usine LSR s'inscrit dans les bonnes pratiques de l'industrie gazière. Elle constate également que cette philosophie de redondance a été appliquée pour la conception des postes de compression de la Tuque et St-Maurice dans le cadre du projet de renforcement du réseau de transmission du Saguenay⁸⁰. En cohérence avec certaines décisions qu'elle a rendues, la Régie favorise l'application des bonnes pratiques de l'industrie dans la conception de réseaux gaziers.

[244] La Régie considère que la baisse de $658\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de la capacité garantie quotidienne ferme à l'usine LSR, qui découle de l'application de la philosophie de redondance N+1, comporte des enjeux de sécurité d'approvisionnement et des enjeux économiques. Ces derniers ont trait aux risques de défaillances et d'indisponibilité de capacités à l'usine LSR en tant qu'outil de dernier recours utilisé en journée de pointe, ainsi qu'aux coûts associés à la solution permettant de mitiger la baisse de capacité garantie. À cet égard, la Régie est d'avis qu'Énergir doit poursuivre ses évaluations afin de répondre et, le cas échéant, de mitiger ces enjeux.

⁷⁹ Pièce [B-0312](#), p. 24 et 25.

⁸⁰ Dossier R-3919-2015.

[245] Par ailleurs, la Régie note que la solution de service de pointe en transport considérée pour l'hiver 2019-2020 est temporaire et qu'Énergir effectuera un suivi quant à la solution permanente à privilégier, au plus tard dans le cadre du prochain dossier tarifaire (2020-2021).

[246] À cet égard, la Régie demande à Énergir de déposer un suivi et de tenir une séance de travail, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, portant notamment sur les éléments suivants :

- **les évaluations effectuées aux fins de l'établissement de la capacité « garantie » quotidienne ferme de l'usine LSR;**
- **les solutions envisagées et la solution permanente retenue afin de mitiger le risque découlant d'une réduction de la capacité « garantie » quotidienne de l'usine LSR;**
- **les risques et les conséquences de défaillances à l'usine LSR, ainsi que les mesures qu'elle entend prendre pour atténuer l'impact de ces risques.**

6.4 SERVICE DE POINTE PAR DES CAPACITÉS DE TRANSPORT

6.4.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[247] Le Distributeur mentionne qu'il a l'intention de contracter, pour l'hiver 2019-2020, une option de service de pointe en capacités de transport pour une utilisation ponctuelle de cinq jours, comme ce fut le cas lors de l'hiver 2018-2019, plutôt que de contracter des outils de transport annuels. Le coût de ce type de service se décompose en deux volets : le coût fixe de réservation du service ainsi que les coûts variables associés à son utilisation.

[248] À titre indicatif, Énergir présente les caractéristiques du contrat, ainsi que les détails des coûts fixes et des coûts variables relatifs à l'option contractée lors de l'hiver 2018-2019⁸¹. Le coût fixe de cet outil pour l'hiver 2018-2019 s'élève à 63 117 \$⁸² et le coût variable est établi en fonction de l'alternative disponible aux fournisseurs du service de pointe, s'il a été utilisé.

⁸¹ Pièce B-0172, p. 16, réponse 5.5 (sous pli confidentiel).

⁸² Pièce [B-0184](#), p. 80.

[249] Bien qu'Énergir mentionne ne pas avoir eu recours à ce service de pointe en 2018-2019, elle explique que si elle avait utilisé ce service pendant les cinq journées, le coût total aurait été inférieur au coût associé à l'achat de capacités de transport sur le marché primaire ou secondaire⁸³.

[250] Selon les discussions qu'elle a eues avec divers fournisseurs, Énergir envisage être en mesure de contracter un service similaire pour l'hiver 2019-2020 et informer la Régie des caractéristiques finales de cet outil, le cas échéant.

6.4.2 POSITION DES INTERVENANTS

[251] La FCEI est d'avis que l'outil de pointe contracté par Énergir demeure très utile pour optimiser les coûts du plan d'approvisionnement, en permettant notamment une réduction du même ordre des besoins de transport annuel et une possibilité de revente de transport *a priori*.

[252] Lors de l'audience, Énergir indique qu'elle vise à contracter le service de pointe afin de pallier l'enjeu portant sur la philosophie de redondance N+1, mais qu'elle est ouverte aux opportunités de marché, telle que le service de pointe, afin d'optimiser son Plan d'approvisionnement⁸⁴.

6.4.3 OPINION DE LA RÉGIE

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

⁸³ Pièce [B-0184](#), p. 81.

⁸⁴ Pièce [A-0062](#), p. 24.

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

6.5 PRÉVISION DE LA DEMANDE

6.5.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[255] Dans sa décision D-2018-158⁸⁵, la Régie demandait à Énergir de déposer l'état d'avancement de ses travaux en lien avec l'établissement de la prévision du besoin de pointe, entre autres en ce qui a trait à la prévision de la demande des clients en service continu, avec et sans le paramètre « mois ».

[256] Afin de soutenir ses analyses internes, Énergir a mandaté le consultant Artelys dans le but de revoir l'utilisation des variables de mois dans les régressions, en termes de stabilité des valeurs de pointe obtenues. Les analyses confirment que l'abandon du paramètre « mois » permet une meilleure stabilité des résultats de la méthode. Artelys recommande d'exclure la période du 24 décembre au 3 janvier du calcul de la journée de pointe⁸⁶.

[257] Énergir indique que la prévision de la demande du Plan d'approvisionnement déposé dans le présent dossier intègre les recommandations de son consultant.

[258] Questionnée par la FCEI et la Régie à propos de l'estimation de la demande de la journée de pointe des projets inclus dans le scénario de base selon leur niveau de probabilité, Énergir rappelle que la méthode actuelle pour la détermination de la demande de la journée de pointe de l'ensemble des clients au service continu fait appel à une régression linéaire unique et à un facteur d'ajustement unique pour les clients petits et moyens débits (PMD) et les grands clients industriels (VGE)⁸⁷. Elle rappelle également

⁸⁵ Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 29, par. 81.

⁸⁶ Pièce [B-0184](#), annexe 6.

⁸⁷ Pièces [B-0175](#), p. 11, réponse à la question 2.3, et [B-0295](#), p. 1 à 4, réponse aux questions 1.1 à 1.4.

que le recours à un facteur d'ajustement unique a été approuvé dans la décision D-2014-201⁸⁸ et que la Régie a confirmé son utilisation dans la décision D-2015-181⁸⁹.

[259] Énergir précise que, pour l'année 2019-2020 du Plan d'approvisionnement, la consommation moyenne quotidienne prévue des clients au service continu est de $11\,169\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ tandis que la consommation de pointe s'élève à $30\,393\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Énergir conclut que, de façon approximative, la clientèle au service continu consomme 2,72 fois plus à la pointe qu'en moyenne. Elle utilise ce facteur multiplicatif afin d'estimer la pointe des projets 2 à 5 qu'elle inclut dans le scénario de base, car les volumes projetés qui y sont afférents appartiennent à des catégories tarifaires qui les assujettissent à la méthode de la régression linéaire.

[260] Énergir précise que les volumes projetés du projet 6 pour les années 2021 et suivantes appartiennent aux tarifs 4.9 et 4.10, lesquels requièrent une évaluation distincte de la pointe, c'est-à-dire à l'extérieur de la régression linéaire.

[261] Elle précise également que le coefficient d'utilisation des clients PMD est en général plus faible que celui des clients VGE. Elle indique cependant que le coefficient d'utilisation par type de client, pour la clientèle au service continu pur, n'est pas calculé et qu'ainsi elle n'est pas en mesure d'en fournir l'ordre de grandeur pour les clients PMD et VGE.

[262] Questionnée par la Régie sur la pertinence d'utiliser une méthodologie qui utilise le profil de consommation de l'ensemble des clients au service continu (hors combinaison tarifaire) afin d'estimer la pointe de chacun des projets 2, 3, 4 et 5, Énergir mentionne qu'elle s'appuie sur la méthode approuvée du calcul de la demande de la journée de pointe. Cette méthode produit un ordre de grandeur relié à la pointe requise par l'ajout d'un client moyen au volume projeté du projet.

[263] En réponse à une DDR de la Régie sur une estimation plus précise de la pointe de chacun des projets 2 à 5, Énergir propose les pointes qui apparaissent dans le tableau suivant. Pour ce faire, elle s'appuie sur la méthode qu'elle utilise pour déterminer la pointe de certains clients au service continu pur des tarifs 4.9 et 4.10 et selon le profil mensuel estimé de ces projets à maturité.

⁸⁸ Dossier R-3879-2014 Phase 2, décision [D-2014-201](#), p. 23 et 24, par. 71 à 73.

⁸⁹ Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-181](#), p. 73 à 75, par. 236 à 245.

TABLEAU 3
ESTIMATION DE LA POINTE DES PROJETS 2 À 5, 10³M³/JOUR

Projet	Selon la méthode approuvée	Selon la réponse à la demande de la Régie
2	175 122	68 624
3	275 726	108 047
4	60 466	37 464
5	55 890	93 269

Source : Tableau préparé par la Régie à l'aide des pièces B-0175, p. 11 (scénario de base, année 2023), et B-0295, p. 4.

[264] Énergir mentionne que les pointes fournies servent à répondre à une demande de la Régie, mais elle estime qu'elles n'ont pas d'impact sur le calcul global de la pointe. Elle ajoute ce qui suit :

« En effet, peu importe l'estimation faite pour la pointe des projets, celle-ci est considérée comme étant intégrée dans la méthode de calcul de la pointe. Comme le facteur d'ajustement reproduit l'amalgame clientèle réel et que cet amalgame comprend déjà des grands clients industriels, alors par ricochet le facteur d'ajustement contient une part de grands clients industriels à coefficient d'utilisation plus élevée »⁹⁰.

6.5.2 POSITION DES INTERVENANTS

[265] L'ACIG se déclare satisfaite de la preuve et ne juge pas nécessaire de formuler de commentaires particuliers à son égard.

[266] La FCEI concentre son intervention sur le critère probabiliste d'inclusion des projets dans le scénario de base et sur la détermination du besoin de pointe de ces projets.

[267] La FCEI s'appuie sur les résultats du « *backtesting* » mené par Énergir et estime qu'il serait raisonnable de [REDACTED]

⁹⁰ Pièce [B-0295](#), p. 4.

[REDACTED]

[268] La FCEI note qu'Énergir détermine le besoin de pointe des projets 2, 3 et 4 sur la base du coefficient d'utilisation global de la clientèle continue. L'intervenante estime qu'il est méthodologiquement erroné d'appliquer ce ratio de manière systématique s'il est incohérent avec le profil de consommation réel de ces clients.

[269] En réponse à une question de la FCEI, Énergir explique que de façon approximative, il est prévu que les clients du service continu consomment 2,72 fois plus à la pointe qu'en moyenne⁹¹. Elle propose donc d'utiliser ce ratio pour prévoir le besoin de pointe des projets 2, 3 et 4. La FCEI soutient que ce ratio ne tient pas compte de la consommation spécifique de ces clients.

[270] L'intervenante indique que, dans la mesure où Énergir a une connaissance spécifique du profil de consommation des trois projets en regard de leur procédé de production, elle devrait les traiter en conséquence avec un facteur d'utilisation se rapprochant davantage de 1, comme elle le fait pour le projet 6.

[271] Considérant l'ampleur des volumes en cause pour ces trois projets, la FCEI évalue l'impact de ne pas tenir compte de leur profil attendu sur le besoin de capacité à plus de $300 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$.

[272] SÉ-AQLPA note que sur un horizon d'un an, la moyenne des écarts absolus se compare très bien à l'écart type de la pointe estimée (3,3 % par rapport à 8,2 %), mais qu'à l'horizon de trois ans, cette moyenne des écarts absolus est supérieure à l'écart type de la pointe estimée (9,9 % par rapport à 6,8 %).

[273] L'intervenant recommande à la Régie d'enjoindre Énergir à prendre en compte les écarts de prévision lorsqu'elle prend des décisions basées sur des prévisions de la journée de pointe dont l'horizon dépasse quatre ans. Il cite l'exemple où Énergir a procédé à une

⁹¹ Pièce C-FCEI-0045, p. 21 (pièce confidentielle).

⁹² Pièce B-0175, p. 11, réponse à la question 2.3 (pièce confidentielle).

analyse sur un horizon de sept ans pour savoir si elle aurait besoin de conserver en tout ou en partie l'ensemble des capacités quotidiennes afin de répondre à une demande de TCPL. SÉ-AQLPA indique qu'une façon de tenir compte des écarts de prévision consiste à utiliser des scénarios ou à recourir à des résultats probabilistes.

[274] SÉ-AQLPA recommande également à la Régie de demander à Énergir d'améliorer ses techniques de prévision si elle devait prendre des décisions basées sur des prévisions de la consommation des clients VGE à l'horizon de trois ans et plus. L'intervenant précise qu'Énergir pourrait viser un écart type de l'ordre de 15 % sur un horizon de trois ans.

[275] SÉ-AQLPA estime que les prévisions de consommation des volumes du marché des PMD sont acceptables. L'intervenant recommande toutefois à la Régie d'inciter Énergir à profiter du biais systématique qu'il constate depuis 2014-2015 pour améliorer cette prévision.

6.5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[276] La Régie retient de la preuve que la prévision de la pointe sur un horizon d'un an est adéquate mais que la justesse des prévisions à l'horizon de trois ans diminue. Elle comprend également que l'acuité des prévisions puisse diminuer selon l'horizon. Toutefois, elle considère que la preuve au dossier ne lui permet pas de juger si la qualité de la prévision sur un horizon de plusieurs années est acceptable.

[277] Elle constate que l'écart entre la pointe estimée des projets 2 à 5 selon la méthode approuvée ($567 \cdot 10^3 \text{ m}^3$) et le calcul selon la réponse à la demande de la Régie ($307 \cdot 10^3 \text{ m}^3$) se chiffre à $260 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$. Elle considère qu'il s'agit d'un écart important, à savoir de près de 46 %⁹³ de la pointe évaluée selon la méthode approuvée.

[278] La Régie note que cinq années ont passé depuis la dernière modification importante de la méthode d'établissement de la demande à la journée de pointe⁹⁴. Depuis,

⁹³ $46 \% = 260 \div 567$.

⁹⁴ Dans le présent dossier tarifaire, la firme Artelys s'est prononcée sur l'utilisation des variables de mois dans la régression linéaire. Pièce [B-0184](#), annexe 6.

les intervenants et la Régie ont exprimé leurs inquiétudes quant à la volatilité ou la robustesse des résultats de la méthode⁹⁵.

[279] La Régie retient également de la preuve que le Distributeur n'a pas été en mesure de fournir l'ordre de grandeur du coefficient d'utilisation des clients PMD et des clients VGE.

[280] À cet égard, la Régie note que, dans sa décision D-2016-126⁹⁶ rendue dans le dossier R-3867-2013, elle demandait à Énergir de fournir les besoins des clients utilisés aux fins de l'établissement du plan d'approvisionnement, dont les volumes, les besoins associés à la journée de pointe et à l'hiver extrême, ainsi que les coefficients d'utilisation. Les enjeux soulevés dans la présente décision relatifs à la méthode de prévision de la demande à la journée de pointe, pourront donc être examinés dans ce dossier.

[281] Par ailleurs, en réponse à une DDR de la Régie, Énergir indique que les renseignements relatifs aux projets inclus dans le scénario de base, selon leur niveau de probabilité présentés dans la pièce B-0171⁹⁷, ne sont pas totalement comparables aux nouvelles ventes prévues du tableau 17 de la pièce B-0184⁹⁸. Le Distributeur précise également que les nouvelles ventes prévues ne concernent que les volumes liés aux tarifs D₄ et D₅. De plus, les projets inclus dans le scénario de base selon leur niveau de probabilité comprennent des ventes à des grandes entreprises au tarif D₁⁹⁹.

[282] La Régie estime qu'il est nécessaire de bien comprendre l'évolution des nouvelles ventes prévues, pour toutes les catégories tarifaires. **Pour cette raison, la Régie demande à Énergir de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, les nouvelles ventes prévues afin d'en permettre la comparaison.**

[283] Finalement, la Régie convient avec SÉ-AQLPA qu'une façon de tenir compte des écarts de prévision sur des horizons éloignés de quelques années consiste à utiliser des scénarios ou à recourir à des résultats probabilistes. **À cet égard, la Régie demande à**

⁹⁵ Dossiers R-3970-2016, décision [D-2016-156](#), p. 33 à 36, par. 89 à 103, et R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 28 et 29, par. 75 à 81.

⁹⁶ Dossier R-3867-2013 Phase 2, décision [D-2016-126](#), p. 11, par. 34, et p. 16 et 17, par. 63.

⁹⁷ Pièce [B-0171](#), p. 22 et 23, réponse à la question 8.2.

⁹⁸ Pièce [B-0184](#), p. 49, tableau 17.

⁹⁹ Pièce [B-0242](#), p. 10, réponse à la question 3.3.

Énergir de présenter, dans les prochains dossiers tarifaires, par prudence, plus d'un scénario lorsqu'elle prend des décisions sur des horizons éloignés de quelques années.

6.6 CONTRAT D'ENTREPOSAGE ENTRÉ EN VIGUEUR LE 1^{ER} AVRIL 2019

6.6.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[284] Dans la décision D-2018-158, la Régie avait approuvé les caractéristiques du contrat d'entreposage pour le remplacement des contrats LST 067 et LST 068 venant à échéance le 31 mars 2019, soit :

« [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 1 218 10³ m³/jour pendant la période ferme d'injection, peu importe le niveau d'inventaire;*
- *Capacité de retrait : minimale de 1 618 10³ m³/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 »¹⁰⁰.*

[285] La Régie demandait également à Énergir ce qui suit :

« [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 :

¹⁰⁰ Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 44.

- 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 »¹⁰¹.

[286] En suivi de la décision D-2018-158, Énergir présente la description des offres reçues, les hypothèses sur les prix du gaz naturel et de revente du transport FTLH, ainsi que la démonstration que l'offre retenue est la plus avantageuse pour la clientèle. Énergir a également tenu une séance de travail démontrant que le contrat conclu est le plus avantageux en ce qui a trait à la sécurité d'approvisionnement¹⁰².

[287] Le Distributeur mentionne que deux fournisseurs d'entreposage ont déposé des soumissions dans le cadre de l'appel d'offres : [REDACTED] et [REDACTED]¹⁰³.

[REDACTED]

[288] Énergir indique également que les deux offres déposées par [REDACTED]

[REDACTED]¹⁰⁴ [REDACTED]

[289] Énergir mentionne que les analyses pour déterminer l'offre à retenir ont été réalisées à partir de la première année du plan d'approvisionnement au dossier tarifaire 2018-2019 et en considérant des hypothèses de prix en vigueur au moment de l'analyse pour les années 2019-2020, 2020-2021 et 2021-2022¹⁰⁵.

¹⁰¹ Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 46.

¹⁰² Pièce [B-0156](#).

¹⁰³ Pièce B-0059 (sous pli confidentiel), section 1, p. 5 et 6.

¹⁰⁴ Pièce B-0059 (sous pli confidentiel), p. 6, tableau 2.

¹⁰⁵ Pièce [B-0060](#), p. 7 et 8, section 2.1.

[290] Questionnée par la Régie [REDACTED]
[REDACTED]¹⁰⁶, [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

[291] Énergir présente également les analyses de l'impact en termes d'économies [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]¹⁰⁷.

[292] [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

[293] [REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

[294] [REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED].

[295] [REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

[296] [REDACTED] [REDACTED]
[REDACTED]

¹⁰⁶ Pièce B-0289, p. 5 et 6, réponse 2.2 (sous pli confidentiel).
¹⁰⁷ Pièce B-0289, réponse et annexe 2.3 (sous pli confidentiel).
¹⁰⁸ Pièce B-0059, p. 13 (sous pli confidentiel).

[REDACTED]

[297] Selon les analyses effectuées, Énergir a déterminé que l'option 1 était la plus avantageuse. Les caractéristiques détaillées du contrat retenu auprès d'Enbridge Gas sont les suivantes :

- Nom : [REDACTED];
- Capacité d'entreposage : 203,9 10⁶m³;
- Capacité d'injection :
 - Maximale : [REDACTED] (soit un ratio de [REDACTED] à la capacité d'entreposage);
 - Sans « ratchet », c'est-à-dire si l'inventaire est supérieur ou égal à 75 % [REDACTED].
- Capacité de retrait :
 - Maximale : [REDACTED] (soit un ratio de [REDACTED] à la capacité d'entreposage);
 - [REDACTED]
- Fenêtres de nominations : NAESB et STS;
- Point de livraison/réception : Dawn;
- Durée : du 1^{er} avril 2019 au 31 mars 2022 (trois ans);
- Injection ferme : [REDACTED];
- Retrait ferme : [REDACTED];
- Prix : [REDACTED].

6.6.2 OPINION DE LA RÉGIE

[298] La Régie constate que pour conclure le contrat d'entreposage remplaçant les contrats LST 067 et LST 068 venant à échéance le 31 mars 2019, Énergir a considéré plusieurs facteurs [REDACTED]

[REDACTED]

[299] La Régie note qu'Énergir a retenu le [REDACTED] auprès d'Enbridge Gas sur la base [REDACTED]

[300] En ce qui a trait plus particulièrement à l'analyse de l'impact financier, [REDACTED]

[301] À cet égard, la Régie note que les analyses de l'impact financier des soumissions portant sur un contrat d'entreposage devant entrer en vigueur le 1^{er} avril 2019 sont réalisées à partir du plan d'approvisionnement 2018-2019.

[302] De plus, elle note que certaines hypothèses de prix du gaz de réseau utilisées pour les années 2020, 2021 et 2022, notamment pour la rubrique « Maintien des inventaires », ne correspondent pas à la structure d'approvisionnement et à la période effective du contrat d'entreposage devant entrer en vigueur.

[303] Bien que la Régie comprenne que le Distributeur utilise le plan d'approvisionnement en vigueur au moment de l'évaluation des soumissions, elle est d'avis qu'une évaluation qui tient compte de la structure d'approvisionnement ainsi que des hypothèses de prix correspondant à la date d'entrée en vigueur et la durée du contrat d'entreposage permet d'établir une valeur économique plus juste et représentative aux fins de la détermination du contrat d'entreposage à retenir.

[304] Considérant ce qui précède, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2018-158 portant sur les hypothèses et les analyses des impacts financiers des soumissions d'entreposage reçues sur le plan d'approvisionnement ainsi que de la démonstration que le contrat d'entreposage signé avec Enbridge Gas à compter du 1^{er} avril 2019 est le plus avantageux.

[305] La Régie permet que l'impact financier associé au contrat d'entreposage conclu à compter du 1^{er} avril 2019 soit constaté dans le compte de frais reportés de

trop-perçu/manque à gagner du service d'équilibrage au rapport annuel 2019 ainsi que dans les tarifs de 2019-2020 à 2021-2022.

6.7 REMPLACEMENT DES CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE À DAWN AU 1^{ER} AVRIL 2020

6.7.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[306] Énergir demande l'approbation des caractéristiques du contrat d'entreposage qu'elle entend conclure afin de remplacer le contrat d'entreposage LST 088 qui viendra à échéance le 31 mars 2020.

[307] Le Distributeur mentionne qu'il a appliqué la même méthode que celle utilisée lors des dernières années afin de déterminer ses besoins en flexibilité opérationnelle en cours de journée. Il dépose le tableau représentant les variations maximales de retrait et d'injection en y ajoutant l'année 2017-2018, soit la dernière année complète disponible¹⁰⁹.

[308] Selon Énergir, les capacités moyennes de retrait de $2\,545\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et d'injection de $2\,572\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ constituent les capacités minimales requises afin de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle en cours de journée pour l'année 2019-2020.

[309] 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^{er} avril 2020. Elle évalue une capacité de retrait après « *ratchet* » de $449\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ soit lorsque l'inventaire est inférieur à 25 % du total. Elle précise qu'aucune capacité d'injection après « *ratchet* » n'est requise lorsque l'inventaire est égal ou supérieur à 75 % du total.

[310] En fonction des besoins en flexibilité opérationnelle identifiés, les caractéristiques du contrat d'entreposage qu'Énergir requiert sont les suivantes¹¹⁰ :

- espace d'entreposage : aucun volume minimal;

¹⁰⁹ Pièce [B-0061](#), p. 21.

¹¹⁰ Pièce [B-0061](#), p. 4.

- capacité d'injection : non définie;
- capacité de retrait : minimale de $449 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$, 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 : 3 ans;
- prix : soumission la plus avantageuse qui répondra aux critères d'Énergir.

[311] Énergir mentionne que l'approbation de ces caractéristiques par la Régie lui permettra de démarrer un processus d'appel d'offres semblable à celui utilisé au cours des dernières années.

[312] Le Distributeur explique qu'un volume minimal en espace d'entreposage n'ayant pas été défini, il est fort probable que la soumission la plus avantageuse parmi celles reçues inclut de l'espace d'entreposage associé à des capacités de retrait et d'injection. De plus, bien que la capacité d'injection ne soit pas préalablement définie, Énergir explique qu'afin d'utiliser la capacité de retrait et l'espace d'entreposage, une capacité d'injection sera requise afin d'accepter une soumission.

[313] Le Distributeur mentionne que dans la situation où il retiendrait l'offre d'un fournisseur autre qu'Enbridge Gas, il pourrait y avoir des actions administratives et opérationnelles visant à permettre le transfert entre fournisseurs sans impact financier important pour la clientèle.

6.7.2 OPINION DE LA RÉGIE

[314] 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 de retrait minimales de $449 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$.

[315] La Régie note aussi que le Distributeur a appliqué la même méthode d'évaluation des besoins en entreposage que celle utilisée lors des dernières années et qu'il procédera également par appel d'offres.

[316] Pour ces motifs, la Régie approuve les caractéristiques du contrat d'entreposage devant entrer en vigueur le 1^{er} avril 2020 que le Distributeur entend conclure pour remplacer le contrat LST 088.

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

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

[318] Enfin, selon les éléments énoncés au paragraphe 303 de la présente décision, la Régie demande au Distributeur de considérer, dans ses analyses pour conclure le contrat d'entreposage devant entrer en vigueur le 1^{er} avril 2020, une évaluation des soumissions en tenant compte de la structure du plan d'approvisionnement ainsi que des hypothèses de prix en fourniture et de la valeur de revente du transport FTLH appariés, à partir du 1^{er} avril 2020 et pour la durée du contrat.

6.8 ÉVALUATION DES CAPACITÉS DE TRANSPORT À SOUMISSIONNER AUPRÈS DE TCPL À COMPTER DU 1^{ER} NOVEMBRE 2022

[319] Énergir demande à la Régie d'approuver les caractéristiques du contrat découlant de la soumission pour les capacités de transport déposée auprès de TCPL dans le cadre du NCOS 2022, le tout tel que présenté dans les pièces B-0213 et B-0321¹¹¹.

[320] Considérant la date de dépôt de la pièce B-0321, la Régie se prononcera sur les caractéristiques de ce contrat dans la décision finale qu'elle rendra à la suite de la mise à jour des informations au dossier qui devra être déposée par Énergir, au plus tard le **20 novembre 2019**.

¹¹¹ Pièces [B-213](#) et [B-321](#).

6.9 OUTIL DE MAINTIEN DE LA FIABILITÉ

6.9.1 POSITION D'ÉNERGIR

[321] Selon la méthodologie de calcul de l'outil de maintien de la fiabilité approuvée par la décision D-2015-012¹¹², Énergir présente les données relatives à l'espace d'entreposage disponible à l'usine LSR.

[322] Pour l'année 2019-2020, Énergir indique que la capacité d'entreposage réservée à l'usine LSR par le client GM GNL est de 5,0 10⁶m³. Le Distributeur présente également l'impact sur les approvisionnements gaziers, en comparant les scénarios avec et sans réservation de la capacité d'entreposage à l'usine LSR par le client GM GNL¹¹³.

[323] Selon les résultats obtenus, Énergir conclut qu'aucun outil de maintien de la fiabilité n'est requis pour l'année 2019-2020, considérant que les besoins d'approvisionnement sont établis selon la demande continue en journée de pointe et qu'un surplus de capacité à l'usine LSR peut être cédé, en partie ou en totalité, au client GM GNL afin d'optimiser l'ensemble des outils du service de distribution.

6.9.2 OPINION DE LA RÉGIE

[324] **La Régie prend acte du fait qu'aucun outil de maintien de la fiabilité n'est requis pour l'année 2019-2020.**

[325] Tel qu'énoncé dans la décision D-2019-124¹¹⁴, la Régie révisera, dans le cadre de la phase 3 du présent dossier, la méthode et les règles relatives au calcul de l'outil de maintien de la fiabilité, considérant l'évolution, en cours d'année, des besoins en capacité d'entreposage du Distributeur ainsi que des niveaux sécuritaires d'inventaire.

¹¹² Dossier R-3879-2014 Phase 2, décision [D-2015-012](#).

¹¹³ Pièce [B-0184](#), p. 78, tableau 29.

¹¹⁴ [Page 73](#), par. 268.

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

6.10.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[326] Le Distributeur demande la reconduction de l'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement gazier pour les trois premières années du Plan d'approvisionnement, tel qu'approuvé par la décision D-2013-054 et reconduit successivement par les décisions D-2014-077, D-2015-181, D-2016-191, D-2017-094 et D-2018-158.

[327] Énergir explique qu'elle prévoyait mettre en place un indicateur afin de mesurer l'optimisation des outils d'approvisionnement gazier dans le cadre du dossier R-3993-2016. Considérant que les effectifs nécessaires à la réalisation des analyses supplémentaires étaient requis dans de nombreux autres dossiers, Énergir a demandé à la Régie de fermer ce dossier. Depuis, étant donné la priorisation de certains dossiers règlementaires, Énergir mentionne qu'elle n'a pas ressaisi la Régie de cette question.

[328] Par ailleurs, Énergir soumet que les objectifs mis de l'avant par sa proposition d'allègement règlementaire au service de distribution pour les dossiers tarifaires 2019-2020 à 2021-2022, approuvée par la décision D-2019-028, sont également valables en ce qui a trait à une proposition d'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement.

[329] Le Distributeur explique que l'incitatif reconduit consiste à appliquer une bonification de 10 % des économies réalisées sur les transactions financières de 12 mois et moins, ou ne s'étendant pas au-delà du 30 septembre d'une année donnée. Dans la mesure où une transaction d'optimisation des outils d'approvisionnement gazier s'étend sur une période supérieure à 12 mois, ou au-delà du 30 septembre d'une année donnée, Énergir est d'avis que l'incitatif devrait également et raisonnablement bonifier les économies réalisées.

[330] Énergir réfère plus particulièrement à certaines transactions d'optimisation réalisées au cours du dossier tarifaire R-4018-2017, effectives pour l'année 2019-2020. Il s'agit de deux contrats de transport M12 entre Dawn et Parkway n'ayant pas été renouvelés ni remplacés par des échanges Dawn/Parkway avec des tierces parties et dont

les économies estimées sont de 2,2 M\$¹¹⁵. Énergir propose d'appliquer une bonification de 10 % sur les économies réalisées, uniquement pour la première année, découlant de ces transactions, qui serait constatée au rapport annuel de l'année durant laquelle la période de 12 mois se termine¹¹⁶.

6.10.2 POSITION DES INTERVENANTS

[331] L'ACIG recommande d'autoriser Énergir à maintenir l'incitatif à la performance pour la durée du mode réglementaire allégé, mais de ne pas considérer les économies réalisées sur les transactions au-delà de 12 mois ou celles réalisées après le 30 septembre d'une année donnée, puisqu'elles ne peuvent être qualifiées de transactions d'optimisation.

[332] L'ACIG est d'avis qu'Énergir ne devrait pas recevoir de bonification pour les économies générées lors de l'année 2019-2020 sur les transactions d'optimisation découlant des contrats d'échanges Dawn/Parkway avec des tierces parties. Selon l'intervenante, les gains associés à ces transactions sont liés à l'exercice de planification du Plan d'approvisionnement et non à une opération d'optimisation, selon les critères formulés par la Régie dans ses décisions antérieures¹¹⁷.

6.10.3 OPINION DE LA RÉGIE

[333] Depuis la fin du dernier mécanisme incitatif, la Régie a rendu les décisions D-2013-054, D-2014-077 et D-2016-111¹¹⁸, portant sur le traitement des transactions d'optimisation financière éligibles à la bonification.

[334] Tel qu'approuvé par les décisions D-2013-054 et D-2014-077, l'incitatif consiste à appliquer une bonification de 10 % sur les 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.

¹¹⁵ Dossier R-4018-2017 Phase 2, pièce [B-0218](#), p. 89.

¹¹⁶ Pièce [A-0062](#), p. 36.

¹¹⁷ Pièce [C-ACIG-0027](#), p. 18 à 23.

¹¹⁸ Dossier R-3951-2015, décision [D-2016-111](#), p. 24 à 27.

[335] Pour ce qui est de la demande du Distributeur d'inclure, à la bonification, la transaction d'optimisation portant sur les deux contrats de transport M12 entre Dawn et Parkway non renouvelés ni remplacés par des échanges Dawn/Parkway avec des tierces parties, la Régie note que cette transaction, dont l'échéance est le 31 octobre 2023, a été réalisée lors du dossier tarifaire 2017-2018 et qu'elle est effective à compter de l'année 2019-2020. La Régie est d'avis que cette transaction découle plutôt d'un exercice de planification des outils et des coûts du Plan d'approvisionnement.

[336] À cet égard, la Régie est d'avis qu'il serait fastidieux et difficile d'évaluer les économies de coûts et les revenus associés aux transactions d'optimisation financière de plus de 12 mois ou s'étendant au-delà du 30 septembre d'une année donnée.

[337] Par conséquent, la Régie approuve la reconduction de l'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement pour les exercices 2019-2020 à 2021-2022. Énergir devra toutefois s'assurer de maintenir les clients indemnes sur les plans financiers et opérationnels.

[338] Par ailleurs, pour les mêmes motifs et principes que ceux énoncés à la décision D-2014-077¹¹⁹, la Régie refuse la bonification pour les transactions d'optimisation de plus de 12 mois proposée par Énergir.

7. ÉTABLISSEMENT DU COÛT D'UTILISATION DE L'USINE LSR PAR L'ACTIVITÉ NON RÉGLEMENTÉE

[339] Dans sa lettre du 23 août 2019¹²⁰, la Régie reporte à la phase 3 du présent dossier l'examen des pièces B-0206, B-0209 et B-0225 déposées par Énergir au soutien de sa demande portant sur la répartition des coûts de l'usine LSR entre les activités réglementées et non réglementées.

[340] Malgré ce report, la Régie se prononce, dès à présent, sur le suivi de la décision D-2018-160 portant sur les bâtiments construits sur le site de l'usine LSR. Elle se prononce également sur le coût d'utilisation de l'usine LSR, remboursé par le

¹¹⁹ [Page 113](#), par. 480 à 482.

¹²⁰ Pièce [A-0048](#).

client GM GNL, à considérer dans l'établissement du revenu requis du service d'équilibrage de l'année 2019-2020.

7.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

7.1.1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2018-160

[341] Dans la décision D-2018-160 autorisant le projet d'investissement visant la construction d'un bâtiment sur le site de l'usine LSR, la Régie demandait au Distributeur de déposer, lors du dossier tarifaire 2019-2020, un suivi démontrant que le facteur d'utilisation, répartissant les coûts communs ne pouvant être alloués directement, permet un partage équitable des coûts du projet entre les activités réglementées et non réglementées¹²¹.

[342] Au présent dossier, Énergir indique que la préparation de ce suivi l'a amené à étendre sa réflexion à l'ensemble de la méthode actuelle de répartition des coûts de l'usine LSR et à identifier des pistes d'améliorations permettant de perfectionner la méthode de répartition actuelle de tous les coûts liés à l'usine LSR et non seulement de ceux liés aux bâtiments.

[343] Énergir propose donc des ajustements pour optimiser le recours à la causalité des coûts dans la méthode de répartition des coûts liés à l'usine LSR, qui seraient applicables à partir de l'exercice financier 2019-2020.

7.1.2 COÛTS D'UTILISATION DE L'USINE LSR REMBOURSÉS PAR LE CLIENT GM GNL

[344] Initialement, Énergir établissait le coût d'utilisation de l'usine LSR remboursé par le client GM GNL à 4,396 M\$ pour l'année tarifaire 2019-2020. Elle applique ce montant en diminution du revenu requis du service d'équilibrage, pour la partie « pointe »¹²². En cours de dossier, Énergir révisé ce montant à 4,465 M\$ sans toutefois mettre à jour les données du revenu requis¹²³.

¹²¹ Dossier 4044-2018, décision [D-2018-160](#), p. 9.

¹²² Pièces [B-0124](#), p. 19, et [B-0108](#).

¹²³ Pièces [B-0208](#), p. 19, et [B-0266](#).

[345] Ces coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL sont établis en fonction des ajustements à la méthode de répartition des coûts entre les activités réglementées et non réglementées, proposés par Énergir. Ils tiennent également compte d'une nouvelle utilisation des actifs de regazéification de l'usine LSR par le client GM GNL, commencée au cours de l'hiver 2018-2019¹²⁴.

[346] En suivi de la séance de travail du 6 juin 2019, Énergir présente, à titre indicatif, les coûts projetés de l'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL considérant la méthode actuelle, mais en incluant sa nouvelle utilisation des actifs de regazéification, lesquels totalisent 4,808 M\$ pour l'année 2019-2020¹²⁵.

7.2 OPINION DE LA RÉGIE

[347] La Régie prend acte du dépôt du suivi de la décision D-2018-160 lié à la répartition des coûts communs des bâtiments de l'usine LSR et s'en déclare satisfaite.

[348] En ce qui a trait aux coûts d'utilisation de l'usine LSR remboursés par le client GM GNL, la Régie retient le montant de 4,465 M\$ aux fins d'établissement du revenu requis du service d'équilibrage pour l'année tarifaire 2019-2020.

[349] La Régie juge important de préciser que la considération de ce montant pour la détermination du revenu requis du service d'équilibrage pour l'année tarifaire 2019-2020 ne doit pas être interprétée comme étant une approbation implicite des ajustements à la méthode de répartition des coûts entre les activités réglementées et non réglementées, ni de la nouvelle utilisation des actifs de regazéification par le client GM GNL. La Régie rappelle qu'elle se prononcera sur la demande d'Énergir en lien avec ces sujets dans le cadre de la phase 3.

¹²⁴ Pièce [B-0225](#), p. 4 et annexe 1, p. 2.

¹²⁵ Pièce [B-0225](#), p. 16 et annexe 2.

[350] Par ailleurs, il pourrait se créer un écart de prévision découlant de la méthode proposée par Énergir et de celle qui sera approuvée au terme de l'examen de la phase 3 pour les coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL.

[351] Si la situation le requiert, la Régie verra alors à se prononcer sur le traitement de cet écart de prévision aux fins de l'établissement des résultats financiers de l'activité réglementée, qui seront présentés dans le cadre du rapport annuel de l'année 2019-2020.

8. REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE

8.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

8.1.1 REVENU REQUIS

[352] Énergir établit le revenu requis global à 793,4 M\$¹²⁶ pour l'année 2019-2020, soit une baisse de 134,1 M\$ comparativement au revenu requis autorisé redressé 2019 et une baisse de 170,1 M\$ par rapport à l'année historique 2018.

¹²⁶ Dans sa 9^e demande réamendée déposée comme pièce [B-0287](#), Énergir demande à la Régie d'approuver un revenu requis de 792 939 000 \$ pour l'année tarifaire 2019-2020. Or, dans la pièce [B-0266](#) déposée au soutien de l'établissement du revenu requis, Énergir révisé ce montant afin de l'établir à 793 440 000 \$.

TABLEAU 4
ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS 2018-2020

Revenu requis (en millions de \$)	2018 année historique	2019 année autorisée (redressée)	2019 année de base (4/8)	2020 année témoin	Hausse (baisse)		
					2020 vs 2018 historique	2020 vs 2019 autorisée (redressée)	2020 vs 2019 4/8
Frais de transport, d'équilibrage et de distribution	341,4	307,1	315,7	255,8	(85,6)	(51,3)	(60,0)
Autres revenus d'exploitation	(4,4)	(3,7)	3,3	(4,0)	0,5	(0,3)	(7,2)
Charges d'exploitation	201,6	213,1	213,1	219,7	18,1	6,6	6,6
Amortissement et impôts	286,3	268,5	259,7	180,1	(106,2)	(88,4)	(79,6)
PGEÉ et CASEP	4,7	4,7	4,7	4,9	0,3	0,3	0,3
Autres composantes du coût des ASF		(2,3)	(2,3)	(5,5)	(5,5)	(3,2)	(3,2)
Dépenses nécessaires à la prestation des services	829,5	787,3	794,2	651,1	(178,5)	(136,2)	(143,1)
Rendement sur la base de tarification globale	134,0	140,2	139,4	142,4	8,3	2,1	3,0
Revenu requis	963,6	927,5	933,6	793,4	(170,1)	(134,1)	(140,2)
Trop-perçu	48,2		48,0				
Revenu réel (2018) ou prévu (2019 et 2020)	1 011,8	927,5	981,7	793,4			

Source : Dossiers R-4079-2018, pièce B-0045, et R-4076-2018, pièces B-0266 et B-0268.

Note 1 : Montant pour l'année témoin 2020, ajusté selon la précision d'Énergir, pièce B-0083, p. 7, ligne 11.

[353] La baisse du revenu requis pour 2019-2020 est principalement attribuable à la diminution des frais de transport et d'équilibrage, ainsi qu'à la baisse de l'amortissement des comptes de frais reportés (CFR) et de l'impôt sur le revenu. Ces diminutions sont partiellement compensées par une hausse de l'amortissement des immobilisations et une hausse des dépenses d'exploitation¹²⁷.

[354] De plus, Énergir a révisé à la hausse le coût d'utilisation de l'usine LSR, qui sera remboursé par le client GM GNL au cours de l'année 2020. L'impact sur le revenu requis du service d'équilibrage qui en découle est une baisse de 69 000 \$. Considérant qu'il s'agit de modifications mineures, Énergir entend également procéder aux ajustements requis dans le cadre d'une mise à jour ultérieure de la preuve¹²⁸.

[355] Le tableau suivant précise l'évolution du revenu requis par service pour la période 2018-2020.

¹²⁷ Pièce [B-0261](#), p. 7 et 8.

¹²⁸ Pièces [B-0124](#), Annexe 1, p. 2, [B-0207](#) et [B-0208](#), Annexe 1, p. 2.

TABLEAU 5
ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS PAR SERVICE POUR LA PÉRIODE 2018-2020

Revenu requis par service <i>(en millions de \$)</i>	2018 année historique	2019 année autorisée <i>(redressée)</i>	2019 année de base 4/8	2020 année témoin	Hausse (baisse)	
					2020 vs 2018 historique	2020 vs 2019 autorisée
Distribution	567,8	596,1	593,9	547,0	(20,8)	(49,1)
Fourniture et SPEDE	7,1	5,6	6,3	5,0	(2,1)	(0,6)
Transport	199,1	150,6	142,4	98,1	(101,0)	(52,5)
Équilibrage	189,6	175,2	191,0	143,4	(46,2)	(31,8)
Revenu requis	963,6	927,5	933,6	793,5	(170,1)	(134,0)

Source : Pièces B-0252 et B-0266. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

8.1.2 AJUSTEMENT TARIFAIRE

[356] Énergir établit l'ajustement tarifaire global à -14,3 % ou 132,8 M\$ pour l'année 2020¹²⁹, attribuable principalement aux baisses tarifaires des services de transport, d'équilibrage et de distribution.

[357] Pour le service de distribution, l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire de 61,8 M\$ ou -10,2 % en 2020, est précisé par Énergir comme suit :

¹²⁹ Pièce [B-0267](#).

TABLEAU 6
AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2020 POUR LE SERVICE DE DISTRIBUTION

Évolution du revenu requis du service de distribution et ajustement tarifaire	2020	
	en M\$	en %
Amortissement des comptes de frais reportés	(38,9)	-6,4%
Amortissement des actifs intangibles (projet de développement informatique)	(11,8)	-1,9%
Impôts sur le revenu	(12,1)	-2,0%
Amortissement des immobilisations	7,3	1,2%
Dépenses d'exploitation	6,6	1,1%
Autres	(0,2)	0,0%
Variation du revenu requis 2020 vs le revenu requis autorisé de 2019	(49,1)	-8,1%
Variation des revenus de distribution découlant de l'évolution des volumes à travers les tarifs	(12,7)	-2,1%
Ajustement tarifaire du service de distribution	(61,8)	-10,2%

Source : Pièce B-0261, p. 6.

[358] Énergir explique la baisse de l'amortissement des CFR de 38,9 M\$ principalement par les variations des soldes nets des CFR relatifs aux TP des exercices 2016-2017 et 2017-2018, des comptes liés à la stabilisation tarifaire relative à la température et au vent ainsi que par les écarts budgétaires liés aux avantages sociaux futurs.

[359] Pour le service de transport, Énergir établit l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire à -35,1 M\$ pour l'année 2020, comme présenté au tableau suivant.

TABLEAU 7
AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2020 POUR LE SERVICE DE TRANSPORT

Évolution du revenu requis du service de transport et ajustement tarifaire	2020	
	en M\$	en %
Baisse des coûts de transport	(31,6)	-23,7%
Trop-perçu de l'exercice 2018 à remettre en 2020	(29,4)	-22,1%
Trop-perçu de l'exercice 2017 à remettre en 2019	9,2	6,9%
Baisse du rendement et impôts	(0,9)	-0,6%
Variation du revenu requis 2020 vs le revenu requis autorisé et redressé de 2019	(52,6)	-39,5%
Baisse des revenus découlant du pass-on du 1 ^{er} fév 2019 sur les 12 mois de l'exercice 2020	17,5	13,2%
Ajustement tarifaire à la baisse du service de transport	(35,1)	-26,3%

Source : Pièce B-0261, p. 8. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[360] Par ailleurs, la Régie de l'énergie du Canada, (anciennement l'Office national de l'énergie) a rendu l'ordonnance TG-005-2019, modifiant les coûts de cessation d'exploitation de TCPL sur une base finale à compter du 1^{er} juillet 2019. Le 23 juillet 2019, le Distributeur a transmis à la Régie les nouveaux tarifs de TCPL s'appliquant à compter du 1^{er} juillet 2019¹³⁰.

[361] En cours d'audience, Énergir confirme que cette baisse des tarifs de TCPL n'a pas été intégrée au revenu requis en transport et en équilibrage du dossier tarifaire 2019-2020, considérant la date de production des pièces de la phase 2¹³¹.

[362] Le Distributeur estime l'impact sur les revenus requis en transport et en équilibrage pour 2019-2020 à - 1,5 M\$ environ. Considérant l'importance relative de cet écart, il suggère de ne pas mettre à jour les revenus requis de ces deux services et de capter l'écart par les TP ou les MAG en transport et en équilibrage de 2019-2020.

[363] Pour le service d'équilibrage, avant la révision apportée par Énergir au coût d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL, Énergir établit l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire à - 36,6 M\$ pour l'année 2020 comme suit :

¹³⁰ [Site internet de la Régie - Lettre d'Énergir du 23 juillet 2019.](#)

¹³¹ Pièce [B-0307](#).

TABLEAU 8
AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2020 POUR LE SERVICE D'ÉQUILIBRAGE

Évolution du revenu requis du service d'équilibrage et ajustement tarifaire	2020	
	en M\$	en %
Baisse du coût des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage	(25,3)	-14,0%
Hausse des capacités d'entreposage à Enbridge Gas à compter du 1 ^{er} avril 2019	6,1	3,4%
Manque à gagner de l'exercice 2018 à récupérer en 2020	19,0	10,6%
Manque à gagner de l'exercice 2017 à récupérer en 2019	(29,6)	-16,4%
Autres	(2,0)	-1,1%
Variation du revenu requis 2020 vs le revenu requis autorisé de 2019	(31,8)	-17,6%
Hausse des revenus d'équilibrage découlant de la hausse des volumes, principalement aux petit et moyen débits	(4,8)	-2,7%
Ajustement tarifaire du service d'équilibrage	(36,6)	-20,3%

Source : Pièce B-0261, p. 9.

[364] Le Distributeur indique que les baisses tarifaires aux services de transport et d'équilibrage découlent principalement de la baisse des tarifs de transport de TCPL au 1^{er} février 2019, reflétée sur les 12 mois de l'année tarifaire 2020.

8.2 OPINION DE LA RÉGIE

[365] Considérant les conclusions contenues aux paragraphes 348 et 371 de la présente décision, la Régie estime le revenu requis global à 790,8 M\$. **Elle demande à Énergir de déposer, pour approbation, la mise à jour de l'information relative au revenu requis et à l'ajustement tarifaire au plus tard le 20 novembre 2019, à 12 h.**

9. DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION

[366] Énergir établit les dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution à 411,9 M\$ pour l'année 2020, soit une diminution de 51,8 M\$ comparativement au montant autorisé 2019 et de 30,1 M\$ comparativement à l'année historique 2018.

[367] Le tableau suivant présente l'évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution pour la période 2018-2020.

TABLEAU 9
ÉVOLUTION DES DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION POUR LA PÉRIODE 2018-2020

Dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution (en millions de \$)	2018	2019	2019	2020	Hausse (baisse)	
	année historique	année autorisée	année de base 4/8	année témoin	2020 vs 2018 historique	2020 vs 2019 autorisée
Coût du gaz perdu et autres frais de distribution	12,2	9,1	9,8	9,7	(2,5)	0,5
Autres revenus d'exploitation	(4,4)	(3,7)	3,3	(4,0)	0,5	(0,3)
Charges d'exploitation	201,6	213,1	213,1	219,7	18,1	6,6
PGEÉ et CASEP	4,7	4,7	4,7	5,0	0,4	0,4
Amortissements et impôts	228,0	242,8	233,8	186,9	(41,1)	(55,9)
Autres composantes du coût des ASF		(2,3)	(2,3)	(5,5)	(5,5)	(3,2)
Dépenses nécessaires - service distribution	442,0	463,7	462,3	411,9	(30,1)	(51,8)

Source : Tableau établi à partir de la pièce B-0266, du dossier R-4079-2018, pièce B-0045 et du dossier R-4018-2017 phase 2, pièce B-0302.

9.1 CHARGES (OU DÉPENSES) D'EXPLOITATION

[368] En suivi de la décision D-2019-028¹³², Énergir établit les dépenses d'exploitation par le biais de la formule paramétrique autorisée, sous réserve de l'examen des avantages sociaux futurs (ASF) à compléter au présent dossier.

[369] En considérant la variation du nombre de clients anticipée pour l'année 2019-2020, le taux d'inflation pondéré appliqué sur le montant de départ de la formule était établi à 2,93 %. À la suite de la mise à jour des taux d'inflation pour les salaires et l'indice des prix à la consommation Québec, Énergir révisé le taux d'inflation pondéré à 3,09 %¹³³.

[370] En fonction d'un montant de départ de 213 100 000 \$, Énergir établissait les dépenses d'exploitation initialement à 219 345 000 \$ pour l'année 2019-2020¹³⁴. À la

¹³² Décision [D-2019-028](#), sections 3.1 et 3.4.

¹³³ Pièce [B-0270](#).

¹³⁴ Pièce [B-0118](#).

suite de la mise à jour du taux d'inflation pondéré, le Distributeur révisé ce montant à 219 686 000 \$¹³⁵ pour cette même année.

[371] Le taux d'indexation de la formule paramétrique de 3,09 % étant établi conformément à la décision D-2019-028 et considérant les conclusions contenues à la section suivante de la présente décision, la Régie approuve un montant de 217 087 000 \$ pour les dépenses d'exploitation de l'année 2019-2020.

9.2 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

[372] Dans sa décision D-2019-028, la Régie notait que la formule de fixation des dépenses d'exploitation proposée par Énergir incluait l'indexation du coût des services rendus, alors que le coût des autres composantes en était exclu. Afin de compléter l'examen de cette proposition, la Régie demandait à Énergir de lui présenter les renseignements suivants :

« [42] La Régie demande à Énergir, pour l'année autorisée 2018-2019, l'année de base 2018-2019 et l'année témoin 2019-2020, de présenter dans le cadre de la phase 2 du présent dossier, le tableau de la page 2 de la pièce B-0078 du dossier R-4018-2017 [note de bas de page omise] portant sur la composition de la charge de retraite et d'y ajouter 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. Pour l'année de base 2018-2019, la Régie demande à Énergir de tenir compte de la plus récente évaluation actuarielle à ces fins »¹³⁶.

[373] En suivi de cette décision, Énergir dépose la pièce B-0093 portant sur le coût des ASF pris en compte dans la base de tarification et dans les dépenses d'exploitation. Elle précise que le coût des services rendus et des intérêts débiteurs qui y sont présentés correspond à la charge annuelle établie selon la méthode actuarielle, telle que reconnue par les PCGR des États-Unis. Pour l'année 2019-2020, cette charge spécifique est établie à 19 870 000 \$¹³⁷.

¹³⁵ Pièce [B-0270](#).

¹³⁶ Décision [D-2019-028](#), p. 13.

¹³⁷ Pièces [B-0093](#) et [B-0218](#), p. 9, réponse à la question 4.1.

[374] En prenant l'hypothèse que le coût des services rendus et des intérêts débiteurs est pris en compte selon la méthode actuarielle en remplacement de l'indexation selon la formule paramétrique, Énergir indique que le montant des dépenses d'exploitation pour l'année 2019-2020 serait de 216 746 000 \$.

[375] Le tableau suivant présente les dépenses d'exploitation établies par Énergir pour l'année 2019-2020 selon les deux approches.

TABLEAU 10
DÉPENSES D'EXPLOITATION PRÉVUES POUR 2019-2020 SELON LES DEUX APPROCHES

Dépenses d'exploitation selon la formule paramétrique (en M\$)	Proposée initialement	Charge spécifique
Dépenses d'exploitation autorisées de l'année 2018-2019	191,3	191,3
Coût net des services rendus de l'année autorisée 2018-2019	21,8	
Montant de départ pour la formule paramétrique	213,1	191,3
Facteur d'indexation appliqué pour l'année 2019-2020	2,93%	2,93%
Dépenses d'exploitation selon la formule paramétrique	219,3	196,9
Coût net des services rendus prévus pour 2019-2020	<i>inclus</i>	19,9
Dépenses d'exploitation prévues pour 2019-2020	219,3	216,7

Source : Tableau établi à partir de la pièce B-0218, p. 10 et 11.

[376] Énergir soumet que dans les deux approches, les dépenses d'exploitation autorisées ne sont pas affectées par les variations du coût net des services rendus des ASF puisqu'il y a un nivellement au rapport annuel. À cet égard, elle prévoit continuer la comptabilisation des écarts de prévision liés aux ASF dans le CFR autorisé par la décision D-2015-212, tout comme pour les exercices 2016-2017, 2017-2018 et 2018-2019¹³⁸.

[377] La méthode qu'elle propose étant simple d'application, Énergir n'envisage pas d'ajustement à la formule paramétrique.

¹³⁸ Pièce [B-0148](#), annexe, p. 1.

9.2.1 OPINION DE LA RÉGIE

[378] La Régie constate qu'en incluant le coût de certaines composantes des ASF dans le montant de départ de la formule paramétrique, les dépenses d'exploitation prévues pour 2019-2020 sont plus élevées de 2,6 M\$ ou 1,2 % comparativement au montant établi en considérant, pour les ASF, la charge annuelle spécifique déterminée selon les PCGR des États-Unis.

[379] Bien que l'écart entre le montant final pris en compte aux fins du rapport annuel pour la charge liée aux ASF et le montant prévu au dossier tarifaire soit comptabilisé dans le CFR – écart prévisionnel, la Régie est d'avis que cette neutralisation ne justifie pas d'approuver *a priori* une surévaluation de 2,6 M\$ liée aux services rendus et intérêts débiteurs.

[380] La Régie est d'avis que la pièce B-0093 portant sur le coût des ASF doit être mise à jour à chaque dossier tarifaire, même si le coût des services rendus et les intérêts débiteurs sont inclus dans le montant de départ de la formule paramétrique. En effet, les autres composantes du coût des ASF (rendement sur l'actif, amortissement des écarts actuariels, etc.) sont établies selon la méthode actuarielle des PCGR des États-Unis, tout comme les éléments inclus dans la base de tarification.

[381] Conséquemment, la Régie est d'avis que l'inclusion du coût des services rendus et des intérêts débiteurs dans le montant de départ de la formule paramétrique ne procure que peu d'allègement réglementaire. Enfin, elle considère également que l'ajustement à la formule paramétrique, présenté en réponse à la question 4.4 de la pièce B-0218 est simple d'application.

[382] **Pour ces motifs, la Régie exclut le coût des services rendus et des intérêts débiteurs du montant de départ de la formule paramétrique. Conséquemment, elle ordonne à Énergir d'appliquer la formule paramétrique présentée en réponse à la question 4.4 de la pièce B-0218.**

9.3 BALISAGE DES DÉPENSES D'OPÉRATION

[383] En suivi du paragraphe 293 de la décision D-2018-158¹³⁹, Énergir présente les mesures de son plan d'action lui permettant de donner suite au rapport de performance du secteur Exploitation.

[384] Énergir a procédé à la décentralisation du service d'installateurs de compteurs. Afin d'améliorer leur flexibilité et leur efficacité, ces derniers ont été formés pour devenir des techniciens d'exploitation pouvant réaliser d'autres activités. Cette mesure, instaurée en 2017, a fait augmenter le temps imputé aux activités de 31,7 % à 47,2 %.

[385] Énergir a également procédé à l'optimisation de la répartition des appels d'urgence afin de répondre à l'enjeu des interruptions des activités en réponse aux urgences. L'affectation d'un technicien à une urgence ne répondait qu'à un seul critère, soit sa proximité du lieu de l'urgence, même s'il était déjà affecté à une autre activité. En janvier 2017, Énergir a procédé à une optimisation de son système de répartition et à la formation des répartiteurs. Depuis, ces derniers utilisent plusieurs critères pour le choix du technicien pouvant répondre dans le délai prescrit sans affecter la sécurité, tout en minimisant les impacts sur les activités.

[386] Finalement, afin de mieux répondre aux besoins en période de pointe, Énergir a aménagé, en 2018, l'atelier de préfabrication des montages pour permettre aux plombiers d'y travailler et de contribuer aux tâches d'assemblage, ce qui a permis d'éliminer les périodes d'attente.

9.3.1 POSITION DES INTERVENANTS

[387] L'UMQ soumet que le Distributeur ne précise pas les résultats escomptés à la suite de l'implantation des mesures, ni si d'autres mesures sont en voie d'implantation. Elle recommande qu'Énergir dépose, lors du prochain dossier tarifaire, la liste des mesures d'amélioration de la performance en voie d'être implantées et les objectifs visés pour chacune d'elles.

¹³⁹ Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 75.

[388] De plus, l'UMQ demande qu'Énergir mette en place, le plus rapidement possible, un volet de rémunération de ses gestionnaires basé sur l'atteinte de cibles de performance, en priorité pour son secteur Exploitation.

9.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

[389] Dans sa décision D-2018-158¹⁴⁰, la Régie a demandé à Énergir de déposer, au présent dossier, les actions et suivis qu'elle entendait prendre à la suite du balisage du secteur Exploitation, ainsi que les résultats escomptés.

[390] La Régie note les actions concrètes d'Énergir relatives aux opérations afin d'améliorer sa performance, ainsi que les explications de l'impact de ses actions : polyvalence accrue des techniciens, meilleure répartition pour la réponse aux urgences et réduction de l'attente pour les activités de préfabrication,

[391] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2018-158 relatif aux actions entreprises à la suite du balisage interne du secteur Exploitation et s'en déclare satisfaite.**

10. PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE POUR LE MAZOUT ET LA BIÉNERGIE

10.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[392] Énergir demande à la Régie de reconduire le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie jusqu'au 30 septembre 2020. Depuis 1995, ce programme offre une réduction aux clients dans le cas 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 les hausses tarifaires qui en résulteraient.

¹⁴⁰ Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 75.

[393] Pour l'année tarifaire 2019-2020, Énergir prévoit ne pas encourir de coûts pour préserver des volumes de gaz naturel par rapport au mazout et à la biénergie. Aucun participant n'a bénéficié du programme pour la biénergie après 2015-2016, dans un contexte où la situation concurrentielle est à l'avantage du gaz naturel par rapport au mazout.

[394] Bien que la situation concurrentielle n'encourage pas l'utilisation du programme, le Distributeur soumet qu'il est pertinent de le reconduire pour l'année 2019-2020, pour les raisons suivantes :

- il n'y a aucun coût associé à maintenir le programme actuel;
- il est plus efficient de demander à la Régie de reconduire le programme annuellement plutôt que de l'abolir et devoir le rebâtir, le cas échéant;
- ce programme peut constituer un outil de marketing profitable qui est avantageux pour tous les clients¹⁴¹.

10.2 POSITION DES INTERVENANTS

[395] Le GRAME est d'avis que le programme de flexibilité tarifaire doit être conservé, compte tenu de la Politique énergétique du Québec¹⁴².

10.3 OPINION DE LA RÉGIE

[396] La Régie note que le programme de flexibilité tarifaire n'a pas été utilisé en lien avec la biénergie depuis 2017 et qu'aucun volume de gaz naturel n'a été préservé par rapport au mazout depuis 2007. Toutefois, dans sa décision D-2018-158, la Régie reconduisait le programme puisque son maintien n'entraînait aucun coût et qu'il était toujours potentiellement bénéfique pour la clientèle d'Énergir¹⁴³.

¹⁴¹ Pièce [B-0064](#), p. 3.

¹⁴² Pièce [C-GRAME-0021](#), p. 19.

¹⁴³ Dossier R-4018-2017, décision [D-2018-158](#), p. 78 et 79.

[397] **Pour ces mêmes motifs, la Régie reconduit le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie jusqu'au 30 septembre 2020.**

11. PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES VENTES 2019-2020

11.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[398] Énergir dépose son plan de développement 2019-2020 et présente, entre autres, les volumes de ventes additionnels, par marché, provenant de nouveaux clients ou d'ajouts de nouvelles charges. De plus, afin de réaliser ces ventes additionnelles, Énergir présente le coût des investissements prévus, les subventions projetées découlant des programmes commerciaux ainsi que les contributions potentielles des futurs clients.

[399] Pour les six années visées par le plan de développement des ventes 2019-2020, soit l'an 0 à l'an 5, Énergir établit le coût total prévu des investissements en immobilisations corporelles à 95,2 M\$¹⁴⁴, dont 65,1 M\$ pour les projets de moins de 1,5 M\$¹⁴⁵. En tenant compte des subventions qui seront versées dans le cadre des programmes commerciaux ainsi que des contributions de la clientèle, le total des investissements s'élève à 106,8 M\$.

[400] Le Distributeur présente également une conciliation des projets d'investissements prévus, dans le cadre de ses plans de développement, avec les additions à la base de tarification. Pour le plan de développement 2019-2020, Énergir prévoit que des projets totalisant 50,5 M\$ seront réalisés et ajoutés à la base de tarification en 2019-2020¹⁴⁶. En considérant également les plans de développement des années antérieures, Énergir prévoit réaliser et ajouter à la base de tarification des investissements totalisant 84,6 M\$ en 2019-2020.

¹⁴⁴ Pièce [B-0080](#).

¹⁴⁵ À la suite de la publication du *Règlement modifiant le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, le seuil de 1,5 M\$ applicable à Énergir est remplacé par un seuil de 4,0 M\$. La pièce B-0080 n'a pas été mise à jour par Énergir afin de tenir compte du nouveau seuil.

¹⁴⁶ Pièce [B-0089](#).

[401] Finalement, en suivi d'une demande de la Régie¹⁴⁷ rappelant certaines dispositions de la décision D-2018-158, Énergir dépose les fichiers Excel permettant d'établir la rentabilité des plans de développement.

11.2 OPINION DE LA RÉGIE

[402] La Régie constate que les taux de rendement interne (TRI) des investissements prévus de l'an 0 à l'an 5 pour les marchés résidentiels, affaires et grandes entreprises sont de 9,58 %, 16,32 % et 62,0 %, respectivement. Globalement, au moment de son dépôt, la rentabilité du plan de développement 2019-2020 est supérieure au coût en capital prospectif, soit 12,4 % pour les projets de moins de 1,5 M\$ et 10,74 % pour l'ensemble des projets.

[403] Dans la décision D-2018-080, la Régie approuvait une enveloppe maximale annuelle de 1,5 M\$ dédiée à la réalisation des projets d'exception, soit les projets de développement de parcs industriels et de repavages routiers, qui devaient être puisés à même la rentabilité du plan de développement. La Régie note que le plan de développement 2019-2020 inclut cette enveloppe globale de 1,5 M\$ et que sa rentabilité tient compte d'un impact tarifaire de 785 k\$ sur six ans.

[404] Dans cette même décision, la Régie accueillait la proposition d'Énergir de tenir compte de la totalité des frais généraux corporatifs (FGC) projetés dans l'évaluation de la rentabilité globale du plan de développement des projets d'extension de réseau pour les investissements inférieurs au seuil. La Régie exigeait que, lors du dossier tarifaire, le montant des FGC inclus au plan de développement soit présenté distinctement et intégré au calcul de la rentabilité globale du plan de développement. La Régie note un montant de 7,4 M\$ en FGC inclus au plan de développement des ventes 2019-2020.

[405] De plus, la Régie approuvait l'utilisation de l'indice de profitabilité (IP) comme mesure de rentabilité, tant pour les projets individuels inférieurs au seuil que pour le portefeuille dans sa globalité. La Régie ordonnait que chaque projet d'extension de réseau inférieur au seuil, inscrit dans le plan de développement des ventes pour autorisation dans les dossiers tarifaires, satisfasse un IP minimal de 1,0. Elle fixait également le seuil minimal de rentabilité globale du portefeuille de projets d'extension de réseau inférieurs

¹⁴⁷ Pièce [A-0030](#) et dossier R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 80.

au seuil à un IP de 1,3, tous marchés confondus. La Régie note que l'IP prévisionnel du portefeuille est de 2,03.

[406] **La Régie prend acte de la rentabilité du plan de développement 2019-2020 d'Énergir.**

[407] En ce qui a trait au fichier Excel permettant d'établir la rentabilité du plan de développement des ventes 2019-2020, **la Régie prend acte de son dépôt en suivi de la décision D-2018-158 et s'en déclare satisfaite. La Régie demande au Distributeur de déposer simultanément, à chaque dossier tarifaire, le plan de développement des ventes et les fichiers Excel permettant d'établir sa rentabilité.**

12. STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS

12.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[408] La Stratégie de gestion des actifs (la Stratégie) est un processus évolutif dont l'objectif est d'évaluer les risques du réseau à partir de diagnostics. La Stratégie vise à équilibrer les risques, les coûts ainsi que la performance du réseau en tenant compte des besoins et des exigences. La priorisation des projets est revue en continu en fonction d'urgences et de contraintes internes et externes.

[409] La Stratégie comporte cinq catégories d'investissements : risques, respect des exigences, enjeux clients – capacité hydraulique, amélioration des actifs et renforcement du réseau de transmission¹⁴⁸.

[410] 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.

¹⁴⁸ Pièce [B-0084](#), p. 5 à 16.

[411] 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.

[412] 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.

[413] 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'entretiens préventifs ainsi que des réparations urgentes à la suite de fuites.

[414] 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.

[415] Pour l'année 2019-2020, le Distributeur prévoit des investissements de l'ordre de 51,4 M\$ liés à la Stratégie. Le tableau suivant présente l'évolution des investissements prévus pour la période 2019-2024 à cet égard.

TABLEAU 11
STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS – COÛTS D'INVESTISSEMENTS ANTICIPÉS POUR LA PÉRIODE 2019-2024

Stratégie de gestion des actifs					
Catégorie d'investissements (M\$)	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Risques	4,7	15,2	16,5	25,1	26,0
Respect des exigences	18,1	14,0	12,4	17,1	17,4
Enjeux clients - capacité hydraulique	0,1	0,3	0,1	0,5	0,5
Amélioration des actifs	26,2	24,8	25,1	28,9	29,4
Renforcement du réseau de transmission	2,3	9,1	8,6	-	-
Total pour 2020-2024	51,4	63,4	62,7	71,6	73,3
Total présenté au dossier R-4018-2017	64,1	55,4	64,4	60,3	

Source : Tableau établi à partir de la pièce B-0084, p. 21, et du dossier R-4018-2017, pièce B-0069_p. 18.

[416] **La Régie prend acte des coûts des investissements anticipés dans le cadre de la Stratégie de gestion des actifs pour la période 2019-2024.**

13. PLANIFICATION DES INVESTISSEMENTS À L'HORIZON 2023

13.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[417] Conformément à la décision D-2015-181, Énergir présente les investissements prévus à l'horizon 2024.

TABLEAU 12
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS À L'HORIZON 2024

Sommaire des investissements (M\$)	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Projets découlant de la Stratégie de gestion des actifs	51,4	63,4	62,7	71,6	73,3
Projets découlant des Plans de développement des ventes	70,7	70,8	70,9	70,8	71,1
Projets de renforcement du réseau de distribution	2,0	2,5	2,5	2,5	2,5
Projets majeurs en développement de réseau	31,3	0,2	-	-	-
Inflation	-	1,4	2,9	4,3	5,8
Total pour 2020-2024	155,4	138,3	139,0	149,2	152,7
Total présenté au dossier R-4018-2017	132,5	123,6	136,8	132,5	

Source : Tableau établi à partir de la pièce B-0084, p. 19 et 21, et du dossier R-4018-2017, pièce B-0069, p. 16 et 18.

[418] **La Régie prend acte des coûts d'investissement prévus à l'horizon 2024.**

14. PROJETS D'ACQUISITION OU DE CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS INFÉRIEURS AU SEUIL RÉGLEMENTAIRE

14.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[419] En vertu du *Règlement modifiant le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*¹⁴⁹, entré en vigueur le 1^{er} août 2019, (le Règlement modifié), le seuil de 1,5 M\$ applicable à Énergir et assujettissant un projet à l'approbation spécifique de la Régie a été remplacé par un seuil de 4,0 M\$.

[420] Énergir demande donc à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs de moins de 4,0 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.

[421] Afin de se conformer à l'article 5 du Règlement modifié, les investissements sous le seuil de 4,0 M\$ doivent être regroupés par catégories d'investissements et doivent comporter les informations suivantes :

- a. la description synthétique des investissements et de leurs objectifs;
- b. les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;
- c. la justification des investissements en relation avec les objectifs;
- d. l'impact sur les tarifs; et
- e. l'impact sur la fiabilité du service de distribution de gaz naturel¹⁵⁰.

14.1.1 PROJETS D'INVESTISSEMENTS À DES FINS D'INJECTION

[422] Dans le cadre de la phase 1 du présent dossier, Énergir proposait que les demandes d'investissement à des fins d'injection soient traitées sur dossier, comme les projets

¹⁴⁹ [RLRQ c. R-6.01, r. 6.](#)

¹⁵⁰ Pièce [B-0247](#).

d'investissements traditionnels. Conséquemment, elle proposait une méthode allégée de traitement pour ses demandes d'investissement à des fins d'injection.

[423] À cet égard, dans sa décision D-2019-115, la Régie se prononçait comme suit :

« [15] À l'instar d'Énergir, la Régie est d'avis qu'il n'est pas nécessaire que le tarif de réception soit approuvé au moment de la demande d'investissement, si la méthodologie de détermination des taux en vigueur est appliquée et que les coûts à recouvrer sont clairement identifiés.

[16] Pour ces motifs, la Régie approuve la méthode allégée de traitement des demandes d'investissement à des fins d'injection.

[17] Toutefois, la Régie observe que les coûts des projets de raccordement présentés à ce jour par Énergir sont inférieurs à 4 M\$, soit le seuil en vigueur depuis le mois d'août 2019, en vertu de l'article 73 de la Loi. Pour les projets dont le coût est supérieur au seuil de 4 M\$, la Régie déterminera la procédure d'examen des demandes d'investissement à des fins d'injection lors du dépôt de ces projets. En ce qui a trait aux projets dont le coût est inférieur à ce seuil, Énergir devra les inclure dans l'enveloppe globale déposée dans le cadre des dossiers tarifaires »¹⁵¹.

[notes de bas de page omises]

[424] En suivi de cette décision, Énergir précise que les investissements dans la catégorie « Développement de réseau », présentés dans sa preuve initiale, n'incluent pas les projets de développement du GNR (incluant les projets inférieurs au seuil de 4,0 M\$), puisqu'ils devaient faire l'objet d'une demande d'approbation spécifique auprès de la Régie et d'une récupération tarifaire spécifique.

[425] Cependant, considérant que les projets d'investissements visant le raccordement à des fins d'injection doivent dorénavant être inclus dans l'enveloppe globale déposée dans le cadre des dossiers tarifaires, Énergir compte procéder à une mise à jour des pièces afin que les coûts des projets de GNR de moins de 4,0 M\$ y soient inclus.

¹⁵¹ Décision [D-2019-115](#), p 7.

[426] À cet effet, Énergir prévoit inclure, dans l'enveloppe globale, des investissements de 9,6 M\$ pour 2019-2020, de 15,3 M\$ en 2020-2021 et de 17,8 M\$ pour 2021-2022¹⁵².

14.2 OPINION DE LA RÉGIE

[427] La Régie note qu'en suivi de la décision D-2019-115, Énergir prévoit mettre à jour les pièces au dossier afin de considérer les coûts des projets d'investissements de GNR de moins de 4,0 M\$, à la suite de la présente décision.

[428] Outre l'inclusion des coûts d'investissement prévus pour les projets de raccordement à des fins d'injection dans l'enveloppe globale, la Régie demande à Énergir de présenter, lors du dépôt de la mise à jour des pièces au dossier au plus tard le 20 novembre 2019, la catégorie d'investissement applicable ainsi que toute autre information requise à l'article 5 du Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie. Elle demande également à Énergir de préciser, pour l'année 2019-2020, l'impact de l'inclusion de ces projets dans l'enveloppe globale sur le coût de service et les revenus.

[429] Conséquemment, la Régie réserve à la décision finale sur les tarifs son autorisation des projets d'acquisition ou de construction d'immeubles, ou d'actifs de moins de 4,0 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.

15. FRAIS GÉNÉRAUX ENTREPRENEURS

15.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[430] Conformément à la décision D-2018-080, Énergir demande à la Régie d'approuver, pour l'année 2019-2020, le taux de frais généraux entrepreneurs (FGE) de 21,54 % à appliquer au montant des Services entrepreneurs. Énergir justifie également deux

¹⁵² Pièce [B-0315](#).

modifications apportées à la méthodologie de calcul du taux FGE afin qu'il soit plus représentatif.

[431] La première modification consiste à augmenter, pour le Taux pondéré des services entrepreneurs, le calcul de la moyenne historique de deux à trois ans tant pour le numérateur (Services entrepreneurs) que pour le dénominateur (Investissements en amélioration et développement de réseau).

[432] Énergir justifie la modification ainsi :

« L'augmentation de la moyenne historique représentative de deux à trois ans permet d'obtenir une proportion des coûts des services entrepreneurs sur la valeur des travaux réalisés plus significative. Le résultat obtenu est ainsi moins influencé par des écarts importants d'une année à l'autre. Ce changement explique d'ailleurs la hausse du taux pondéré des services entrepreneurs, qui passe de 39,5 % en 2019¹ à 42,1 % en 2020 »¹⁵³.

[433] La seconde modification consiste à ajouter la case G « Coût des autres travaux » au schéma du détail du calcul du taux FGE. Cet ajout permet de considérer certains groupes de projets qui utilisent des FGE mais pour lesquels aucune allocation de FGE n'était effectuée jusqu'à maintenant. D'un montant de 2,9 M\$ pour 2019-2020, cette nouvelle case regroupe un ensemble de projets portant sur des travaux correctifs ou de bris par les tiers, des projets facturés aux clients ainsi que les projets réalisés via des ententes spécifiques ou demandes de prix.

[434] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir indique que les trois premiers groupes de projets sont non capitalisables et que certains coûts sont refacturés aux tiers responsables du bris, ou aux demandeurs ayant fait la demande du déplacement des installations.

[435] En ce qui a trait aux projets réalisés via des ententes spécifiques ou des ententes de prix, Énergir mentionne qu'ils ne génèrent aucun FGE additionnel puisqu'ils sont couverts par les FGE déjà négociés dans le cadre du contrat général, soit un montant fixe de 9,1 M\$ par année. De plus, ces investissements seront intégrés au schéma du détail du calcul du taux FGE, à la case F « Investissements en amélioration et développement

¹⁵³ Pièce [B-0094](#), p. 2 et 3.

réseau prévus » lors des prochains dossiers tarifaires, si la Régie approuve la modification pour l'année 2019-2020.

[436] Finalement, Énergir précise que les montants non capitalisables relatifs aux trois premiers groupes seront présentés distinctement pour tenir compte de la méthode de prévision budgétaire qui leur est applicable.

15.2 OPINION DE LA RÉGIE

[437] La Régie considère que les deux modifications proposées par Énergir, soit le calcul de la moyenne réalisée sur trois ans au lieu de deux ans et la prise en compte des projets non capitalisables dans la détermination du taux FGE, sont pertinentes. La Régie est d'avis que ces ajustements permettent une meilleure allocation des coûts, tout en lissant davantage les variations de coûts.

[438] En conséquence, la Régie approuve le taux de FGE de 21,54 % applicable au montant des « Services entrepreneurs » de chaque projet pour l'année tarifaire 2019-2020.

[439] **La Régie approuve aussi les ajustements au calcul du taux FGE tel que proposé par Énergir, soit :**

- l'utilisation d'une moyenne historique de trois ans au lieu de deux ans, tant pour le numérateur que pour le dénominateur;
- l'intégration de la case G « Coût des autres travaux » au schéma du détail du calcul du taux FGE à compter de l'année tarifaire 2019-2020 pour les Projets de travaux correctifs, les Projets de bris par les tiers, les Projets facturés aux clients ainsi que les Projets réalisés via des ententes spécifiques ou demandes de prix.
- l'inclusion des projets réalisés via des ententes spécifiques ou demandes de prix à la case F « Investissements en amélioration et développement réseau prévus » du schéma du détail du calcul du taux FGE, et ce, à partir de l'année tarifaire 2020-2021.

16. BASE DE TARIFICATION

16.1 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION

[440] Énergir demande à la Régie d'approuver les additions à la base de tarification pour les projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur au seuil prévu par règlement. À la suite de l'entrée en vigueur du Règlement modifié, Énergir établit à 192,7 M\$, pour l'année témoin 2019-2020, le montant des additions à la base de tarification pour les projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4,0 M\$.

[441] Le tableau suivant présente l'évolution des additions à la base de tarification pour la période 2018-2020.

TABLEAU 13
ÉVOLUTION DES ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR LA PÉRIODE 2018-2020

Additions à la base de tarification	2018		2019			2019			2020		
	année historique		année autorisée			année de base (4/8)			année témoin		
En millions de dollars	< 1,5 M\$	total	< 1,5 M\$	≥ 1,5 M\$	total	< 1,5 M\$	≥ 1,5 M\$	total	< 4 M\$	≥ 4 M\$	total
Immobilisations corporelles nettes	160,2	173,5	158,3	0,7	158,9	157,4	(0,1)	157,3	161,1	30,7	191,8
Développements informatiques	9,9	10,2	12,0	1,9	13,9	12,7	6,0	18,6	15,3	-	15,3
Programmes commerciaux	13,9	14,3	13,2	0,4	13,6	16,7	0,2	16,9	16,2	0,3	16,5
Intégration de projets hors base dans le solde d'ouverture	-	8,4	-	11,8	11,8	-	8,4	8,4	-	16,2	16,2
Total	184,1	206,5	183,5	14,8	198,3	186,8	14,4	201,2	192,7	47,2	239,9

Source : Pièces B-0247 p. 1, B-0035 (dossier R-4079-2018), p. 1, et dossier R-4018-2017 Phase 2, décision D-2018-158, p. 87. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[442] En considérant également les projets d'investissements dont le coût individuel est égal ou supérieur à 4,0 M\$, Énergir prévoit des additions à la base de tarification totalisant 239,9 M\$ en 2019-2020. Comparativement aux additions autorisées de l'année 2018-2019, les additions prévues en 2019-2020 présentent une augmentation de 41,6 M\$ ou 21 %.

Additions en immobilisations corporelles

[443] Énergir prévoit des additions en immobilisations corporelles nettes totalisant 191,8 M\$ pour l'année 2019-2020, dont un montant de 161,1 M\$ est soumis pour autorisation par la

Régie. Les investissements prévus découlent principalement de la planification pluriannuelle des investissements. Les immobilisations corporelles incluent également les coûts d'investissement pour les installations générales et les frais généraux capitalisés.

TABLEAU 14
ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION EN IMMOBILISATIONS CORPORELLES POUR LA PÉRIODE 2018-2020

Additions à la base de tarification <i>En millions de dollars</i>	2018 <i>année historique</i>		2019 <i>année autorisée</i>			2019 <i>année de base (4/8)</i>			2020 <i>année témoin</i>		
	< 1,5 M\$	total	< 1,5 M\$	≥ 1,5 M\$	total	< 1,5 M\$	≥ 1,5 M\$	total	< 4 M\$	≥ 4 M\$	total
Développement du réseau	50,9	52,1	54,2	0,7	54,9	52,8	(0,9)	51,9	56,5	28,1	84,6
Améliorations du réseau	60,3	64,7	59,8	-	59,8	58,9	0,1	58,9	59,3	1,4	60,7
Réseau de transmission	3,3	10,9	-	-	-	-	0,3	0,3	-	-	-
Entreposage	1,8	1,8	3,0	-	3,0	3,0	-	3,0	2,4	0,6	3,0
Installations générales	25,5	25,5	22,9	-	22,9	25,3	0,2	25,5	24,2	0,6	24,8
Frais généraux capitalisés	17,3	17,9	17,3	-	17,3	16,3	0,3	16,6	17,4	0,7	18,0
Autres	1,1	1,1	1,1	-	1,1	1,1	-	1,1	1,3	-	1,3
Subventions gouvernementales	-	(0,6)	-	-	-	-	-	-	-	(0,7)	(0,7)
Immobilisations corporelles nettes	160,2	173,5	158,3	0,7	158,9	157,4	(0,1)	157,3	161,1	30,7	191,8

Source : Pièce B-0247 p. 1, dossier R-4079-2018, pièce B-0035, p. 1, et dossier R-4018-2017 Phase 2, décision D-2018-158, p. 87. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[444] 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 cours de la prochaine année, ainsi qu'une partie des projets prévus au plan de développement 2019-2020, présenté au présent dossier¹⁵⁴.

[445] Comparativement à l'année autorisée 2018-2019, l'augmentation globale prévue en 2020 s'explique principalement par l'intégration du projet d'extension de réseau pour la desserte de Métaux BlackRock Inc. et de la zone industrialo-portuaire de Saguenay¹⁵⁵.

[446] 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 conciliation¹⁵⁶.

¹⁵⁴ Pièce [B-0089](#).

¹⁵⁵ Pièce [B-0247](#), p. 4. Ce projet d'investissement est autorisé par la décision [D-2019-022](#) (dossier R-4069-2018).

¹⁵⁶ Pièce [B-0249](#).

[447] Comparativement à l'année 2018-2019, la hausse des investissements reflétant la hausse du seuil à 4,0 M\$ est compensée par le report de certains projets du programme de joints mécaniques en raison de la priorisation de projets d'envergure comme la relocalisation de la conduite de gaz naturel pour le projet SRB Pie-IX¹⁵⁷ et le projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Sainte-Catherine Ouest¹⁵⁸.

[448] La Régie approuve, pour 2019-2020, sous réserve de la mise à jour des informations au dossier à la suite de la présente décision, un montant de 192,7 M\$ pour les additions à la base de tarification liées aux projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M\$. La Régie se prononcera dans la décision finale quant au montant résiduel à ajouter à la base de tarification pour les projets d'investissements à des fins d'injection.

16.2 BASE DE TARIFICATION

[449] Pour l'année témoin 2019-2020, Énergir demande à la Régie d'établir la base de tarification au montant initial de 2 191 175 000 \$. À la suite de l'entrée en vigueur du Règlement modifié, Énergir révisé le montant de la base de tarification à 2 193 700 000 \$, tel que présenté au tableau suivant.

¹⁵⁷ Dossier [R-4065-2018](#).

¹⁵⁸ Dossier [R-4078-2018](#).

TABLEAU 15
ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION POUR LA PÉRIODE 2018-2020

Base de tarification (en millions de \$) Moyenne des 13 soldes	2018	2019	2020	Hausse (baisse)	
	année historique	année autorisée	année témoin	2020 vs 2019	2020 vs 2018
Immobilisations corporelles nettes	1 824,5	1 874,7	1 926,8	52,1	102,3
Systèmes informatiques et brevets	51,1	57,5	52,0	(5,5)	0,9
Programmes commerciaux	90,3	87,4	87,9	0,6	(2,4)
PGÉE - Subventions	7,1	28,1	41,8	13,7	34,7
Coûts non amortis	85,3	41,4	13,4	(27,9)	(71,8)
Fonds de roulement					
Encaisse réglementaire	28,1	38,5	35,9	(2,6)	7,8
Matériaux et inventaire de gaz	49,5	48,1	57,6	9,6	8,1
Passif au titre des prestations définies net des CFR	(18,0)	(17,5)	(21,2)	(3,7)	(3,2)
Provision - auto assurance	(0,5)	(0,6)	(0,6)	-	(0,1)
Total	2 117,5	2 157,5	2 193,7	36,2	76,2

Sources : Pièces B-0264, p. 1 et 2, B-0033, p. 1 (dossier R-4079-2018) et B-0302, p. 5 (dossier 4018-2017 phase 2). 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 – transition, CFR-écarts actuariels et CFR-coût des services passés.

[450] La base de tarification de l'année 2019-2020 présente une croissance de 36,2 M\$ ou 1,7 % par rapport au montant autorisé en 2018-2019. Comparée aux données réelles pour l'année 2018, la hausse s'élève à 76,2 M\$ ou 3,6 % sur deux ans.

[451] La Régie établit, sous réserve de la mise à jour des informations au dossier à la suite de la présente décision, la base de tarification pour l'année témoin 2019-2020 à 2 193 700 000 \$.

16.3 COÛTS NON AMORTIS

[452] Pour l'année témoin 2019-2020, les coûts non amortis s'établissent à 13,4 M\$, ce qui représente une baisse de 27,9 M\$ par rapport à l'année autorisé 2018-2019. Cette baisse est principalement due à la variation des soldes nets des comptes de TP et de MAG

des années 2016-2017 et 2017-2018 ainsi qu'à la variation des comptes de stabilisation tarifaire de la température et du vent¹⁵⁹.

16.4 PASSIF AU TITRE DES PRESTATIONS DÉFINIES, NET DES COMPTES DE FRAIS REPORTÉS

[453] En suivi de la décision D-2016-156, Énergir présente, pour les années 2018-2019 et 2019-2020, le passif au titre des prestations définies ainsi que les CFR liés aux ASF, soit le 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.

[454] La Régie constate que les obligations d'Énergir liées aux ASF (régimes de retraite et assurances collectives) sont supérieures à la juste valeur des actifs des régimes de retraite. Il en découle donc un passif au titre des prestations définies.

[455] Après la prise en compte des CFR liés aux ASF (à l'exception du CFR lié aux écarts budgétaires), Énergir établit le passif au titre des prestations définies, net des CFR, à - 17 M\$ pour 2019-2020. Ce montant représente 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 d'assurances collectives payées pour les employés retraités.

[456] En tenant compte de la moyenne des 13 soldes, Énergir établit le passif au titre des prestations définies, net des CFR, à - 21,2 M\$ pour 2019-2020.

[457] 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.

¹⁵⁹ Pièce [B-0276](#), p. 2.

17. STRATÉGIE FINANCIÈRE

17.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

17.1.1 STRUCTURE DE CAPITAL

[458] 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 dette¹⁶⁰.

[459] Énergir demande de reconduire cette structure sans toutefois préciser les années tarifaires pour lesquelles elle demande son application.

17.1.2 COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL

[460] À la suite de la décision D-2019-028¹⁶¹, 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 6,49 % pour l'année témoin 2019-2020, ou de 7,87 % s'il est établi avant la prise en compte des impôts payables.

17.1.3 COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF

[461] Dans le cadre de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements, Énergir demande à la Régie, à la suite de la mise à jour des taux par la pièce B-0277¹⁶², d'établir le coût en capital prospectif à 5,44 %, aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification et de l'actualisation des contributions tarifaires, et à 5,02 % aux fins de l'évaluation de la rentabilité, en comparant ce dernier au TRI du projet.

¹⁶⁰ Dossier R-3752-2011 Phase 2, décision [D-2011-182](#), p. 59.

¹⁶¹ Décision [D-2019-028](#), p. 17.

¹⁶² Pièce [B-0277](#).

17.2 OPINION DE LA RÉGIE

[462] **Considérant la reconduction du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé de 8,9 % pour les années tarifaires 2020-2021 et 2021-2022, la Régie reconduit la structure de capital présumée actuelle pour les années tarifaires 2019-2020 à 2021-2022.**

[463] **La Régie approuve un coût moyen pondéré du capital de 6,49 % pour l'année tarifaire 2019-2020.**

[464] **Considérant la mise à jour des taux d'intérêt, la Régie établit, pour les projets d'investissements, le coût en capital prospectif à 5,44 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification et de l'actualisation des contributions tarifaires. Elle établit ce taux à 5,02 % 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 liée aux frais financiers.**

18. PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

18.1 BUDGET DU PGEÉ

18.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[465] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver un montant additionnel à la marge de 22 466 \$, en plus du budget global de 28 356 471 \$ pris en compte dans le montant approuvé à titre d'apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité d'Énergir au dossier R-4043-2018¹⁶³. Conséquemment, il demande à la Régie de considérer un budget global de 28 378 937 \$ pour le PGEÉ aux fins de l'établissement des tarifs pour l'année 2019-2020, incluant 24 439 997 \$ en aides financières et 3 938 940 \$ en dépenses d'exploitation¹⁶⁴.

¹⁶³ Demande relative au Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023.

¹⁶⁴ Pièce [B-0263](#), p. 7 et 8.

[466] À cet égard, en suivi de la décision D-2019-028 rendue en phase 1 du présent dossier, Énergir présente les budgets par poste budgétaire des programmes et volets du PGEÉ soumis au dossier R-4043-2018 et les budgets ajustés à la marge en fonction des modalités proposées dans le présent dossier pour les volets Remise au point des systèmes mécaniques et Rénovation efficace¹⁶⁵.

[467] Pour l'année 2019-2020, Énergir estime l'impact tarifaire sur les revenus de distribution à 0,91 % en considérant, entre autres, que les aides financières sont capitalisées et amorties sur une période de 10 ans¹⁶⁶.

[468] Le Distributeur présente également les modifications apportées aux modalités, incluant les aides financières, des volets Remise au point des systèmes mécaniques et Rénovation efficace et demande à la Régie d'en prendre acte.

18.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[469] La Régie note l'impact de 0,91 % sur le tarif de distribution des dépenses d'exploitation et des aides financières pour l'ensemble des programmes et volets du PGEÉ pour l'année 2019-2020.

[470] La Régie approuve le budget additionnel de 22 466 \$ pour l'année 2019-2020. En conséquence, elle établit à 28 378 937 \$ le budget global du PGEÉ de l'année tarifaire 2019-2020, incluant 24 439 997 \$ en aides financières et 3 938 940 \$ en dépenses d'exploitation.

18.2 REMISE AU POINT DES SYSTÈMES MÉCANIQUES

18.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[471] Énergir indique que les modalités proposées pour le volet Remise au point des systèmes mécaniques se basent sur des travaux d'harmonisation avec Transition

¹⁶⁵ Pièce [B-0017](#), p. 8.

¹⁶⁶ Pièce [B-0263](#), p. 7.

énergétique Québec (TEQ) et des conclusions et recommandations du rapport de l'évaluateur. Ces nouvelles modalités permettront d'offrir une offre simplifiée et mieux adaptée aux besoins de sa clientèle.

[472] Énergir indique qu'elle a opté, de concert avec TEQ, pour une approche où les volets seraient mutuellement exclusifs mais davantage harmonisés plutôt que pour une offre combinant les volets. Les clients auront le choix de réaliser leur projet avec l'aide financière d'Énergir ou de TEQ, évitant ainsi une duplication des processus de demandes de subvention. Elle précise que les modalités du volet Implantation d'ÉcoPerformance de TEQ sont plus contraignantes que celles du volet d'Énergir¹⁶⁷.

[473] Énergir souhaite retirer le statut de projet pilote du volet Remise au point des systèmes mécaniques afin que ce dernier fasse partie de son offre en efficacité énergétique. Elle propose également de modifier la durée du suivi afin qu'elle soit harmonisée avec celui de TEQ et conforme à la recommandation de l'évaluateur, soit un suivi obligatoire pour une période de deux ans et une option volontaire jusqu'à 10 ans¹⁶⁸.

[474] Énergir présente les nouvelles modalités proposées pour les aides financières et les compare aux modalités actuelles comme suit :

¹⁶⁷ Pièces [B-0221](#), p. 2, et [B-0299](#), p. 15.

¹⁶⁸ Pièce [B-0263](#), p. 11 à 13.

TABLEAU 16
MODALITES DES AIDES FINANCIERES DU VOLET REMISE AU POINT DES SYSTEMES
MECANIQUES POUR UNE MISE EN PLACE EN 2019-2020 ET APPLICABLES
AUX NOUVEAUX PARTICIPANTS

Lignes	Aides financières actuelles	Aides financières proposées
5.1 Investigation	- Limite d'entre 10 000 \$ et 25 000 \$ selon le volume de consommation - Montant maximal de 50 % des coûts admissibles	- Aucune limite en fonction du volume de consommation
5.2 et 5.3 (Implantation et Transfert)	Aides financières combinées	Aides financières distinctes
5.2 Implantation	- Aides financières fixes de 0,25 \$/m ³ économisé - Montant maximal de 25 000 \$ ou 50 % des coûts admissibles - Aucune limite associée à la PRI	- Aides financières fixes à 0,30 \$/m ³ économisé - Montant maximal de 50 % des coûts admissibles - Limité aux mesures ayant un PRI > 1 an
5.3 Transfert	- Aucune modalité d'aides financières	- Montant maximal de 50 % des coûts admissibles
5.4 Suivi en continu	- Montant maximal de 4 000 \$ (applicable à 100 % des coûts admissibles de toute source)	- Montant maximal de 50 % des coûts admissibles
6.1 Plafonds d'aides financières	- 54 000 \$	- 100 000 \$
6.2	- Plafonds de 75 % pour les phases investigation et implantation (exclut le suivi en continu où l'aide financière maximale de toute source est limitée à 100 % des coûts admissibles)	- Plafonds de 75 % pour les phases investigation, implantation, transfert et suivi en continu - Combinaison avec d'autres sources, mais non applicable avec TEQ

Source : Pièce B-0263, p. 12 et 14, lignes 5.1 à 6.2. Les nouvelles modalités seront mises en place en 2019-2020 et s'appliqueront aux nouveaux participants suivant l'approbation par la Régie.

[475] Étant donné que le cycle moyen pour réaliser les diverses phases d'un projet de remise au point des systèmes mécaniques des bâtiments est de quatre ans, Énergir anticipe que les aides financières unitaires passeront de 21 928 \$ en 2019-2020 à 24 499 \$ en 2022-2023.

[476] En ce qui a trait à l'impact à la marge découlant de l'application de ces nouvelles modalités, Énergir prévoit offrir des aides financières additionnelles passant de 12 854 \$ en 2019-2020 à 111 647 \$ en 2022-2023. Énergir soutient que : « [...] l'impact tarifaire marginal de l'ajustement aux aides financières proposé au volet Remise au point des systèmes mécaniques serait négligeable étant donné que les budgets prévus pour cette

initiative ne représentent que 3,3 % des budgets totaux du PGEE et que l'ajustement proposé ne représente qu'une croissance de 1,39 % des aides financières de ce volet pour 2019-2020. [...] »¹⁶⁹.

[477] Par ailleurs, Énergir propose de comptabiliser les participants et les économies d'énergie au terme de la phase de transfert. Elle ajoute que plus la comptabilisation des économies se fait à la fin du processus, plus ces économies sont précises. Selon le Distributeur, il s'agit d'un compromis entre une comptabilisation à la phase précédente d'implantation et une comptabilisation à la phase suivante de suivi qui arrive beaucoup plus tard. Toutefois, il serait possible pour Énergir de présenter les données réelles par phase, soit les aides financières, le nombre de projets et les économies d'énergie comptabilisées au terme de la phase de transfert, dans le cadre des prochains rapports annuels.

18.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[478] Le GRAME, le ROEE et SÉ-AQLPA recommandent l'approbation des modifications proposées au volet Remise au point des systèmes mécaniques. Toutefois, le GRAME favorise le maintien des programmes par les distributeurs d'énergie, plutôt qu'un guichet unique géré par un organisme externe gouvernemental. Pour sa part, le ROEE recommande plutôt une offre harmonisée qui ferait office de guichet unique.

18.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[479] La Régie note que les intervenants sont favorables à l'harmonisation entre le volet d'Énergir et celui de TEQ. Elle note également l'affirmation d'Énergir selon laquelle les modalités du volet Implantation d'ÉcoPerformance de TEQ sont plus contraignantes. Par conséquent, la Régie est d'avis que l'offre exclusive du volet Remise au point des systèmes mécaniques, telle que proposée par Énergir, permettrait d'en simplifier la gestion.

¹⁶⁹ Pièce [B-0299](#), p. 11.

[480] La Régie constate que ce volet fonctionne depuis 2011 à titre de projet pilote. Considérant son potentiel intéressant en efficacité énergétique, la Régie juge opportun que ce volet soit dorénavant un programme régulier du PGEÉ d'Énergir.

[481] De plus, la Régie est d'avis que la prolongation optionnelle de la phase de suivi pourrait contribuer non seulement à la persistance de la mise en œuvre des mesures, mais également à attirer de nouveaux projets, notamment ceux de plus grande taille.

[482] Elle constate également que le traitement distinct en quatre phases permettrait d'accorder une plus grande importance à la phase de transfert et d'améliorer le processus de réalisation des projets.

[483] Enfin, la Régie considère que les modifications proposées aux aides financières sont cohérentes avec les objectifs de simplifier, d'harmoniser et d'intégrer les recommandations de l'évaluateur en lien avec la restructuration et le rehaussement des aides financières. Toutefois, étant donné que ce volet est composé de quatre phases et que les résultats ne seront pas comptabilisés dans la même phase, la Régie est d'avis que le suivi des résultats mériterait une attention particulière, notamment afin d'évaluer le rapport entre les aides financières et les économies d'énergie qu'elles généreront.

[484] **En conséquence, la Régie prend acte des modifications apportées aux modalités du volet Remise au point des systèmes mécaniques, incluant les aides financières.**

[485] **Toutefois, la Régie demande à Énergir de présenter, dans le cadre des prochains dossiers de rapports annuels, les éléments suivants de ce volet :**

- **le nombre de nouveaux participants qui ont débuté la première phase d'investigation, par catégorie de consommation, incluant une nouvelle catégorie de consommation pour les projets de grande envergure qu'Énergir pourra définir;**
- **les aides financières pour chacune des quatre phases;**
- **le nombre de projets associés à chacune des quatre phases;**
- **l'année de début du projet et les aides financières octroyées pour chacun des projets dont les impacts énergétiques sont présentés, au terme de la phase de transfert.**

18.3 RÉNOVATION EFFICACE

18.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[486] Énergir indique que les modalités proposées pour le volet Rénovation efficace se basent principalement sur le rapport de l'évaluateur. Énergir indique également que l'implantation des recommandations de l'évaluateur, liées au rehaussement de la base de référence et des exigences minimales pour les fenêtres, a une incidence significative sur le niveau d'aide financière versé¹⁷⁰. Énergir considère qu'elle doit simplifier et bonifier son offre en conséquence. À cet effet, elle propose les modifications suivantes :

TABLEAU 17
MODALITÉS DES AIDES FINANCIÈRES DU VOLET RÉNOVATION EFFICACE POUR UNE MISE EN PLACE EN 2019-2020 APPLICABLES AUX NOUVEAUX PARTICIPANTS

Lignes	Aides financières actuelles	Aides financières proposées
1 Niveaux d'aides financières	<ul style="list-style-type: none"> - 0,50 \$/m³ pour 5 % ou moins de gaz naturel économisé - 0,60 \$/m³ pour 5,1 % à 7,5 % de gaz naturel économisé - 0,70 \$/m³ pour 7,6 % à 10 % de gaz naturel économisé - 0,80 \$/m³ pour 10,1 % à 15 % de gaz naturel économisé - 0,90 \$/m³ pour 15,1 % ou plus de gaz naturel économisé 	Consommation annuelle < 150 000 m ³ /an : <ul style="list-style-type: none"> - 30 \$/m² ou environ 1 \$/m³ pour les fenêtres - 8 \$/m² ou environ 1 \$/m³ pour les mesures d'isolation des murs et des toits Consommation annuelle ≥ 150 000 m ³ /an : <ul style="list-style-type: none"> - 1 \$/m³ pour les fenêtres, l'isolation des murs et des toits et l'étanchéisation et écran thermique pour serre
2.1 Plafonds (%)	- 50 % des surcoûts admissibles	- 75 % des surcoûts admissibles
2.2 Plafonds (\$)	< 150 000 m ³ : 40 000 \$ ≥ 150 000 m ³ : 100 000 \$	
2.3 Plafonds (% combiné)	- 75 % des surcoûts admissibles pour les combinaisons avec d'autres subventions d'autres organismes)	
3 Références pour les fenêtres	<ul style="list-style-type: none"> - Base de référence : la situation actuelle du client - Exigence minimale de résistance thermique de 0,36 m² °C/W 	<ul style="list-style-type: none"> - Base de référence : de 0,36 m² °C/W - Exigence minimale de résistance thermique de 0,44 m² °C/W

Source : Tableau établi à partir de la pièce B-0083, p. 22.

¹⁷⁰ Pièce [B-0083](#), p. 21 à 23 et [Rapport d'évaluation d'Éconoler](#) du volet Rénovation efficace, p. 38 à 40.

[487] Les nouvelles modalités applicables aux nouveaux participants à partir de 2019-2020 auraient pour effet d'accroître l'aide financière unitaire de 19 232 \$ à 21 348 \$, soit une hausse de 11 %. Cet accroissement de l'aide financière unitaire tient compte du cycle moyen d'environ 18 mois pour la réalisation d'un projet de rénovation écoénergétique.

[488] En ce qui a trait à l'impact à la marge de l'application de ces nouvelles modalités, Énergir prévoit offrir des aides financières additionnelles passant de 9 612 \$ en 2019-2020 à 197 513 \$ en 2022-2023¹⁷¹.

[489] Énergir indique que sa proposition en est une de compromis qui permet de combler une partie seulement de la baisse des aides financières, tout en présentant une offre uniformisée et simplifiée à la clientèle, couvrant ainsi une partie acceptable des nouveaux surcoûts¹⁷².

18.3.2 POSITION DES INTERVENANTS

[490] Le GRAME et SÉ-AQLPA recommandent d'approuver les modifications proposées au volet Rénovation efficace.

[491] Le ROEE est d'avis que la structure proposée du volet Rénovation efficace pourrait inciter la clientèle à choisir des projets de rénovation générant moins d'économies de gaz naturel, puisque l'aide financière ne serait pas liée à la performance énergétique du produit. Il est d'avis que le resserrement recommandé par l'évaluateur est nécessaire, mais que la base de référence ne reflète pas le niveau d'efficacité qui sera bientôt déterminé par la mise à jour de la réglementation applicable. La simplification souhaitée par Énergir se traduira par une baisse des économies unitaires et un coût accru par mètre cube économisé. Toutefois, le ROEE est d'avis qu'il serait opportun de simplifier l'aide financière en réduisant la nécessité des calculs et d'expertise pour certains participants¹⁷³.

¹⁷¹ Pièce [B-0083](#), p. 28.

¹⁷² Pièce [A-0067](#), p. 81.

¹⁷³ Pièces [C-ROEE-0024](#), p. 25, et [A-0073](#), p. 204.

18.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[492] La Régie note que les nouvelles modalités d'aides financières permettent de simplifier la structure et de rehausser l'aide financière du volet. Ces objectifs ont été établis en réponse au resserrement de l'exigence minimale et de la nouvelle base de référence pour les fenêtres efficaces, telles que recommandées par l'évaluateur. La Régie est d'avis que les nouvelles modalités d'aide financière visent à minimiser l'effet à la baisse sur le niveau de participation et de maintenir un bon degré d'attractivité pour l'installation de fenêtres à haut rendement énergétique.

[493] **La Régie prend acte des modifications apportées aux modalités des aides financières du volet Rénovation efficace.**

19. COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES

19.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[494] Le compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP) est un programme social qui vise le déplacement des énergies plus polluantes pour réduire les émissions de GES, en remplaçant des appareils au mazout par des appareils au gaz naturel. Énergir propose la reconduction du CASEP sous sa forme actuelle, considérant le potentiel de conversion important présent dans tous les marchés.

[495] Pour l'année tarifaire 2019-2020, Énergir demande à la Régie d'approuver un montant de 1 000 000 \$ lié au CASEP. En tenant compte du solde prévu au 30 septembre 2019, la reconduction demandée porte le montant disponible à 1 597 006 \$. Énergir prévoit verser pour l'année 2019-2020 un total de 1 322 237 \$, soit 899 486 \$ provenant de ventes signées en 2018-2019 et 422 752 \$ provenant de ventes prévues en 2019-2020. Les versements prévus représentent l'addition de nouveaux projets pour 588 clients, soit un volume de gaz naturel de 2 805 224 m³. Ce volume équivaut à 2 910 646 litres de mazout n° 2, ce qui permet de déplacer 2 660 tonnes équivalent CO₂¹⁷⁴.

¹⁷⁴ Pièce [B-0065](#), p. 2 et 5.

[496] De plus, en suivi du paragraphe 439 de la décision D-2018-158¹⁷⁵, Énergir présente l'information financière pour trois types de clients, soit le montant de l'investissement, la contribution du client, les aides financières (PRC/PRRC et CASEP) et les mesures de rentabilité (point mort tarifaire, TRI, indice de profitabilité (IP) et période de retour sur l'investissement (PRI))¹⁷⁶.

19.2 POSITION DES INTERVENANTS

[497] Le GRAME et SÉ-AQLPA recommandent l'approbation du montant de 1 M\$ pour le CASEP dans le coût de service 2019-2020, étant donné l'utilisation diligente qu'en fait Énergir et afin de lui permettre d'atteindre son objectif d'augmenter le nombre de participants.

[498] Le GRAME recommande également qu'Énergir présente annuellement au dossier de fermeture les conditions d'admissibilité d'un client ainsi que le respect des modalités du programme, telles qu'approuvées par la décision D-2007-047.

19.3 OPINION DE LA RÉGIE

[499] Pour les motifs invoqués par les participants, la Régie approuve l'inclusion d'un montant de 1 M\$ pour le CASEP dans le coût de service 2019-2020.

[500] La Régie est d'avis que les informations présentées dans le présent dossier en suivi de la décision D-2018-158 permettent de mieux comprendre la méthodologie utilisée pour déterminer l'aide financière offerte par le CASEP. La Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu de demander un suivi annuel du respect des conditions du CASEP puisque aucune problématique n'a été identifiée à cet égard.

[501] La Régie prend acte du suivi du paragraphe 439 de la décision D-2018-158 et s'en déclare satisfaite.

¹⁷⁵ Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 106, par. 439.

¹⁷⁶ Pièces [B-0065](#), p. 6 et 7, et [B-0178](#), p. 7, réponse 2.6.1.

20. COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL

20.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[502] En suivi de la décision D-2018-158, Énergir présente les nouvelles règles de fonctionnement du compte d'aide au soutien social (CASS). Elle demande à la Régie d'approuver les modalités du nouveau programme CASS et la proposition de modalités budgétaires.

[503] Ce programme d'aide aux ménages à faible revenu (MFR) en difficulté repose sur la capacité de paiement du client, pour une situation ponctuelle et exceptionnelle, et le respect, par le client, de l'entente de paiement convenu à la suite de sa qualification. La refonte du CASS vise à simplifier son administration et à augmenter le nombre de participants et le taux de succès des ententes de paiement¹⁷⁷.

[504] Énergir propose d'administrer elle-même l'admissibilité au programme, au lieu de confier cette tâche à OC. Elle soumet que sa proposition est d'établir le seuil d'admissibilité à partir de la mesure de faible revenu MFR-50 utilisée par Statistique Canada. Elle convient qu'il est simple de calculer le critère de sélection du ménage à faible revenu actuel, soit la mesure MFR-50 majorée de 15 %. Toutefois, Énergir prévoit revoir ce critère après avoir procédé à une analyse de faisabilité et d'arrimage de ses programmes s'adressant aux MFR. Elle prévoit, notamment, déterminer avec l'équipe du PGEÉ le seuil à utiliser chez Énergir afin d'arrimer la mesure du faible revenu du CASS à celle du PGEÉ. Énergir précise que cet exercice n'a jamais été effectué puisque le CASS avait le statut de projet pilote¹⁷⁸.

[505] Énergir est d'avis que l'utilité d'avoir un programme d'aide aux MFR n'est plus remise en question et qu'il est donc inutile de continuer avec un projet pilote puisque le programme est là pour durer¹⁷⁹.

¹⁷⁷ Dossier R-4018-2017, décision [D-2018-158](#), p. 109, par. 453, et pièce [B-0066](#), p. 3, 4 et 8.

¹⁷⁸ Pièces [B-0066](#), p. 5, [A-0067](#), p. 108 à 111, et [B-0179](#), p. 26.

¹⁷⁹ Pièce [B-0175](#), p. 58.

[506] Énergir présente les nouvelles modalités du CASS :

- L'entente peut avoir une durée maximale de 18 mois (au lieu de 15 mois actuellement). Le client ne peut y participer qu'une seule fois au cours de sa relation d'affaires avec Énergir.
- Énergir n'exigera pas de preuve de renouvellement de bail du client. Toute la clientèle résidentielle sera admissible, et non seulement celle qui utilise le gaz naturel pour le chauffage.
- La mensualité ne dépassera pas 5 % du revenu brut du ménage. Le seuil de la mensualité de 5 % du revenu brut du ménage a été établi à partir de l'offre actuellement faite par Hydro-Québec, afin de ne pas exiger d'entente de paiement plus exigeante à la même clientèle.
- L'entente sera active et considérée comme conclue sur réception du premier versement.
- L'effacement de la dette du client aura lieu à la fin de l'entente, lorsqu'elle est respectée.
- L'entente inclura la dette ainsi que la consommation à venir.
- Si l'entente est respectée, l'entièreté du solde restant au compte sera couverte par le programme.
- Pour le client interrompu, les frais de remise en service seront acquittés via le programme CASS, s'il se qualifie. Ces frais ne seront pas refacturés au client s'il ne respecte pas l'entente de paiement.
- Le client sera exempté des frais de recouvrement, d'exigence du dépôt et d'huissier, le cas échéant. Il n'y aura pas de limite à l'égard de ces frais.
- Le client sera considéré en bris d'entente seulement si les versements non effectués dépassent la somme de l'équivalent de deux versements¹⁸⁰.

[507] Énergir propose de maintenir l'enveloppe budgétaire du CASS à 250 000 \$ par année et de conserver le CFR déjà approuvé par la Régie dans ses décisions D-2014-077 et D-2016-111. Toutefois, comme le solde du CFR CASS de 435 612 \$, au 28 février 2019, est suffisant pour couvrir l'enveloppe annuelle maximale de 250 000 \$, Énergir soumet qu'elle n'entend pas accumuler de sommes additionnelles au CFR CASS au cours de l'année 2019-2020¹⁸¹.

¹⁸⁰ Pièces [B-0066](#), p. 6 et 7, [B-0171](#), p. 31, réponse 11.4, [B-0175](#), p. 59, réponse 9.5.

¹⁸¹ Pièce [B-0066](#), p. 7 et 8.

20.2 POSITION DES INTERVENANTS

[508] Le ROEÉ recommande à la Régie d'accepter la proposition d'Énergir, mais de maintenir le seuil d'admissibilité mesuré par le MFR-50 plus la majoration de 15 % afin de continuer de capter les travailleurs autonomes ou les clients ayant soudainement des dépenses plus importantes¹⁸².

[509] Le ROEÉ recommande qu'Énergir présente l'arrimage du CASS et du PGEÉ dès le prochain dossier tarifaire et que la possibilité d'utiliser la mesure MFR-60 comme seuil d'admissibilité¹⁸³ soit étudiée.

20.3 OPINION DE LA RÉGIE

[510] La Régie considère que la refonte du CASS par Énergir répond à la nécessité de prendre des mesures pour traiter les problématiques identifiées depuis le début du programme pilote. Les nouvelles modalités sont cohérentes, de façon générale, avec les objectifs de simplifier l'administration et d'augmenter le nombre de participants et le taux de succès des ententes de paiement.

[511] Cependant, la Régie constate que le retrait de la majoration de 15 % applicable au MFR-50 de Statistique Canada n'avait pas été présenté par Énergir comme faisant partie des modifications proposées aux modalités du CASS. La Régie note également qu'Énergir n'a pas calculé la proportion de ménages éligibles qui seraient écartés en retirant la majoration de 15 %. La Régie considère que le retrait de cette majoration du critère de sélection réduirait le nombre de participants potentiels, ce qui va à l'encontre des objectifs de la refonte présentée par Énergir¹⁸⁴.

[512] En conséquence, la Régie approuve les nouvelles modalités du CASS ainsi que le budget de 435 612 \$ pour l'année 2019-2020. La Régie maintient toutefois le critère de sélection du MFR-50 majoré de 15 %.

¹⁸² Pièces [C-ROEÉ-0032](#), p. 4, et [A-0071](#), p. 190 et 191.

¹⁸³ Pièces [C-ROEÉ-0032](#), p. 4, [A-0073](#), p. 201, et [C-ROEÉ-0024](#), p. 18.

¹⁸⁴ Pièces [B-0066](#), p. 6, et [A-0067](#), p. 107 à 111, ligne 15 et suivantes.

[513] Par ailleurs, la Régie note que l'arrimage du CASS et du PGEÉ faisait partie des éléments considérés dès la première année du CASS par sa décision D-2012-076 :

« [198] *Pour soutenir les ménages à faible revenu, le Groupe de travail propose la création d'un CASS, financé par les clients et par Gaz Métro. L'objectif du CASS est d'alléger les frais de recouvrement pour les ménages à faible revenu en difficulté de paiement et d'offrir une aide d'urgence pour le règlement des factures de gaz naturel. Le Groupe de travail propose également d'inclure au CASS une aide additionnelle aux ménages à faible revenu pour l'encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique disponibles par les programmes du PGEÉ de Gaz Métro. L'aide serait accessible par l'entremise des organismes du milieu, dont les coûts d'opération seraient compensés par le CASS »¹⁸⁵. [nous soulignons] [note de bas de page omise]*

[514] La Régie note que l'arrimage du CASS et du PGEÉ était une préoccupation au moment du démarrage du programme pilote et le demeure. **La Régie demande donc à Énergir de déposer un suivi dans un prochain dossier tarifaire sur l'arrimage du CASS et du PGEÉ, incluant la mesure du seuil d'admissibilité.**

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

21.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[515] Énergir demande à la Régie d'approuver les modifications aux indices de qualité de service proposées à la pièce B-0183¹⁸⁶, à compter de l'année tarifaire 2019-2020. Au soutien de sa demande, elle fait valoir le contexte du mode règlementaire allégé proposé au présent dossier, ainsi que le retrait de sa demande au dossier R-4027-2017 portant sur le mécanisme incitatif à l'amélioration de sa performance pour les activités de distribution.

¹⁸⁵ Dossier R-3693-2009 Phase 2, décision [D-2012-076](#), p. 47.

¹⁸⁶ Pièce [B-0183](#).

[516] Énergir a révisé les cibles pour les indices de qualité afin d'établir des cibles appropriées, en tenant compte des critères indiqués dans la décision D-2012-076¹⁸⁷. La Régie y constatait que le résultat cible de 85 % proposé pour les indices Entretien préventif, Rapidité de réponse aux urgences, Rapidité de réponse aux appels téléphoniques et Fréquence de lecture des compteurs était peu contraignant et ne tenait pas compte de leurs particularités, ce qui avait pour effet d'affaiblir la protection que devraient procurer les indices de qualité de service. La Régie a alors demandé au Distributeur de réviser les cibles, en tenant compte des résultats individuels historiques.

[517] Le Distributeur soumet que les modifications qu'il propose répondent à des demandes de la Régie et à des évolutions technologiques et que les paramètres sont plus contraignants¹⁸⁸.

Indices de qualité, pondérations, seuils, cibles et calculs des pourcentages de réalisation

[518] La proposition d'Énergir est présentée au tableau suivant :

¹⁸⁷ Décision [D-2012-076](#), p. 44, par. 181 et 182. Cette analyse est présentée à la pièce [B-0183](#), Annexe 1, p. 15.

¹⁸⁸ Pièce [B-0281](#), p. 3.

TABLEAU 18
INDICES DE MAINTIEN DE LA QUALITÉ, PARAMÈTRES, SEUILS, CIBLES ET PONDÉRATIONS

Indice	Paramètre utilisé	Pondération	Seuil	Cible
Entretien préventif	Pourcentage de réalisation du programme d'entretien préventif déposé annuellement.	20 %	50 %	95 %
Rapidité de réponse aux urgences	Pourcentage d'appels couverts en 35 minutes ou moins.	25 %	50 %	92 %
Fréquence de lecture des compteurs	Pourcentage de la moyenne pondérée, selon le nombre de compteurs par classes de clients, des pourcentages de réalisation des objectifs visés.	10 %	50 %	95 %
Service à la clientèle PMD	Pourcentage de satisfaction de la clientèle PMD, selon la proportion des répondants au questionnaire qui ont répondu au moins 8 sur 10 à la question sur la satisfaction de la clientèle envers les services récents reçus.	15 %	50 %	85 %
Service à la clientèle VGE	Pourcentage de satisfaction de la clientèle VGE, selon la proportion des répondants qui ont répondu au moins 8 sur 10 à la question sur leur niveau global de satisfaction envers Énergir.	15 %	50 %	80 %
ISO 14001:2015	Maintien de l'enregistrement ISO 14001 (version 2015).	10 %	N/A	100 %
Procédure de recouvrement et d'interruption de service	Nombre de cas d'interruption de services pour défaut de paiement contrevenant à la procédure d'interruption de service pour la clientèle à usage domestique qui utilise le gaz naturel à des fins de chauffage de l'espace pour la période du 15 novembre au 15 mars de l'année suivante.	5 %	N/A	100 %

Source : Énergir, pièces B-0183, p. 5 et B-0281, p. 3.

[519] Énergir propose de retirer les indices Rapidité de réponse aux appels téléphoniques et Émissions de GES et de modifier l'indice Fréquence de lecture des compteurs.

[520] Le Distributeur propose aussi de modifier la procédure de recouvrement pour en faciliter la compréhension et assurer la concordance avec les dispositions des *Conditions de service et Tarif*.

[521] Énergir mentionne que la rapidité de réponse aux appels téléphoniques est déjà mesurée au sondage Expérience client dans la strate relative aux demandes d'information et que la pondération de cette strate a un impact significatif sur le résultat de l'indicateur. Elle est d'avis qu'il est plus adéquat de mesurer la satisfaction de la clientèle dans son

ensemble que de mesurer de manière isolée la rapidité de réponse aux appels téléphoniques¹⁸⁹.

[522] En ce qui a trait à l'indice Émissions de GES, Énergir indique que la dimension environnementale des indices de qualité serait préservée avec le maintien de l'enregistrement de la norme ISO 14001:2015. Le système de gestion environnementale certifié en vertu de cette norme permet au Distributeur d'établir des objectifs, d'identifier les risques et les opportunités et d'élaborer des plans d'action afin de réduire ses impacts environnementaux, incluant ses émissions de GES.

[523] Selon Énergir, l'utilisation d'un indice annuel de réduction des GES n'est pas optimale, les initiatives mises en place étant souvent étalées sur plusieurs années. Énergir indique qu'elle a également considéré la position des intervenants présentée dans les dossiers antérieurs, quant à la pertinence de l'indice de qualité Émissions de GES, en ce qui a trait à l'achat de crédits compensatoires pour atteindre la cible de réduction. Or, dans sa forme actuelle, le Distributeur soumet qu'il doit avoir recours à l'achat de tels crédits afin d'atteindre l'objectif annuel de réduction en cours d'année¹⁹⁰.

[524] Énergir fait valoir que l'indice de qualité de service en place depuis 2007 a démontré qu'il est très difficile de cibler des réductions des émissions de GES par des programmes et des projets internes. Comme pour toutes les entreprises qui travaillent à réduire leurs propres émissions de GES depuis plusieurs années, les projets additionnels de réduction chez Énergir deviennent de plus en plus complexes et coûteux à réaliser et les réductions plus difficiles à obtenir¹⁹¹.

[525] Le Distributeur indique que le retrait de l'indice Émissions de GES ne signifie pas qu'aucun effort ne sera fait. Il soumet qu'il a déterminé une série d'objectifs environnementaux dont l'évolution est suivie sur une base régulière et qu'il est en bonne voie d'atteindre ses objectifs de réduire de 20 % les émissions de GES entre 1990 et 2020. Il ajoute que l'atteinte des objectifs de réduction peut être influencée par des éléments hors de son contrôle, comme une fuite du réseau de distribution¹⁹².

¹⁸⁹ Pièces [B-0183](#), p. 8, et [B-0312](#), p. 15.

¹⁹⁰ Pièces [B-0183](#), p. 10, et [B-0312](#), p. 17.

¹⁹¹ Pièce [B-0312](#), p. 16.

¹⁹² Pièces [B-0312](#), p. 17, et [A-0056](#), p. 139, 172, 175 et 199.

[526] Énergir motive sa demande de retrait de cet indice en citant la décision D-2012-076¹⁹³, dans laquelle la Régie indiquait qu'un indice de service doit avoir pour but premier d'inciter à la qualité du service et à la sécurité du réseau et que l'ajout d'indices qui ne sont pas directement liés à ces deux éléments dilue et affaiblit l'ensemble des autres indices. De plus, Énergir indique qu'elle est le seul distributeur de gaz naturel à avoir un indice de qualité à caractère environnemental.

[527] Afin de tenir compte de cette décision pour déterminer la pondération accordée à chaque indice, le Distributeur a réalisé une analyse qui devait tenir compte des coûts et des conséquences de ne pas atteindre le seuil minimal de cet indice.

[528] Par ailleurs, afin que les gains de productivité ne se fassent pas aux dépens de la qualité de service offerte à la clientèle, Énergir soumet que le partage des écarts de rendement constatés au rapport annuel serait conditionnel à l'atteinte d'un pourcentage de réalisation d'indices de qualité de service.

[529] Ainsi, en bas du seuil minimal de 85 % de pourcentage global de réalisation, Énergir n'aurait droit à aucune bonification. Entre 85 % et 100 % de pourcentage global de réalisation, le pourcentage de la bonification conservé par Énergir correspondrait au pourcentage global de réalisation.

[530] Le pourcentage de réalisation pour un indice individuel, sauf pour les indices ISO 14001:2015 et Procédure de recouvrement et d'interruption de service sera déterminé par la formule suivante :

Si $R \leq S$, alors $X = 0$

Si $R \geq C$, alors $X = 100$

Si $S < R < C$, alors $X = (R-S) \times (100/(C-S))$

R = Résultat de performance de l'indice

S = Seuil = 50 %

C = Cible

X = Pourcentage de réalisation de l'indice.

¹⁹³ Dossier R-3693-2009, décision [D-2012-076](#), p. 43, par. 175.

[531] Pour les indices applicables présentés au tableau 18, lorsque le résultat individuel est inférieur ou égal à 50 %, Énergir obtiendrait 0 % pour cet indice. Lorsque le résultat individuel des indices est supérieur à 50 %, Énergir obtiendrait un pourcentage de réalisation équivalent dont la croissance serait constante, jusqu'à atteindre 100 % pour la nouvelle cible proposée.

[532] Pour l'indice Satisfaction de la clientèle PMD¹⁹⁴, les pourcentages de réalisation de l'indice seraient définis comme suit :

- pour un résultat individuel de 50 % ou moins, pourcentage de réalisation de 0 %;
- pour un résultat individuel de plus de 50 %, le pourcentage de réalisation est en croissance constante jusqu'à 100 % pour un résultat individuel cible de 85 %.

[533] Pour l'indice ISO 14001:2015, le pourcentage de réalisation serait de 0 % si Énergir ne détient pas l'enregistrement au 30 septembre de l'année en cours et de 100 % de réalisation si l'enregistrement est en vigueur à cette date.

[534] Pour ce dernier indice, Énergir rappelle avoir été, en octobre 2000, la première entreprise de distribution gazière au Canada à obtenir l'enregistrement de son système de gestion environnementale selon la norme ISO 14001 par le Bureau de normalisation du Québec. Elle souligne qu'elle poursuit, depuis, son amélioration continue en gestion environnementale et qu'elle a obtenu le nouvel enregistrement en 2018. Pour Énergir, la version 2015 de la norme devient ainsi un moyen de choix permettant d'identifier les risques et les opportunités, de même que des plans d'action visant à réduire ses impacts, incluant ses émissions de GES. Par ailleurs, elle soumet que l'encadrement accru de la surveillance de la performance environnementale établit un guide pour le suivi de l'atteinte de ses objectifs de réduction de GES.

[535] En réponse à une DDR du ROEE, Énergir présente une série d'objectifs environnementaux, dont l'évolution est suivie sur une base régulière. Ces objectifs sont revus sur une base annuelle afin de s'assurer qu'ils correspondent toujours aux priorités de l'entreprise et qu'ils cadrent toujours avec ses orientations et les préoccupations des

¹⁹⁴ L'indice Satisfaction de la clientèle PMD était auparavant appelé Satisfaction de la clientèle des tarifs D1 et D3.

parties prenantes. Les résultats escomptés se déclinent à la fois en cibles opérationnelles et en objectifs stratégiques¹⁹⁵.

[536] Pour l'indice de recouvrement et d'interruption de service, chaque contravention viendrait réduire de 20 % l'indice de réalisation¹⁹⁶.

[537] Énergir rappelle que les nouveaux paramètres qu'elle propose sont plus contraignants que ceux actuellement utilisés à l'égard des indices de qualité de service. Conséquemment, elle estime que sa proposition, dans son ensemble, est raisonnable et équilibrée.

Nouveau sondage pour évaluer la satisfaction de la clientèle

[538] Le Distributeur propose d'utiliser un nouveau sondage afin de mesurer la satisfaction de la clientèle PMD. Ce nouveau sondage appelé Expérience client serait un sondage Web au lieu du sondage téléphonique actuel. Il viserait à évaluer le niveau de satisfaction de la clientèle à l'égard des services récemment reçus¹⁹⁷, qu'il s'agisse d'une demande d'information, d'une visite technique, d'un ajout ou d'un remplacement d'équipement, ou d'un nouveau branchement.

[539] Énergir justifie la mise en place d'un sondage Web par la désuétude du système en place et le manque de personnel familier avec la technologie utilisée pour générer l'échantillon du sondage. Le système existant est incompatible et ne s'intègre pas aux nouvelles applications¹⁹⁸. De plus, la collecte d'informations par sondage Web est plus économique, ce qui contribue à réduire les frais d'opération¹⁹⁹.

21.2 POSITION DES INTERVENANTS

[540] La FCEI appuie la plupart des propositions d'Énergir pour le choix et la pondération des indices de qualité, mais suggère néanmoins de modifier la pondération

¹⁹⁵ Pièce [B-0226](#), p. 3.

¹⁹⁶ S'il n'y a aucun cas de contravention, l'indice serait donc réalisé à 100 %. Pour un cas de contravention, la valeur de l'indice de réalisation serait de 80 % et ainsi de suite.

¹⁹⁷ Pièce [B-0183](#), p. 18.

¹⁹⁸ Pièce [B-0183](#), p. 7.

¹⁹⁹ Pièce [B-0183](#), Annexe 3, p. 8.

des indices Entretien préventif et Rapidité de réponse aux urgences. L'intervenante propose de maintenir l'indice Rapidité de réponse aux appels téléphoniques.

[541] La FCEI recommande toutefois d'adopter des seuils et des cibles présentés au tableau 1 de la pièce C-FCEI-0044²⁰⁰ et qui sont plus élevés que ceux proposés par Énergir.

[542] Selon la FCEI, le Distributeur ne serait pas incité à maintenir son niveau de qualité de service avec les modifications qu'il propose. L'intervenante considère que les cibles doivent être suffisamment exigeantes et les seuils suffisamment rapprochés de la cible pour qu'un résultat inférieur à la cible ait une conséquence prononcée sur le pourcentage de réalisation de l'indice.

[543] Compte tenu de l'importance d'atteindre les cibles de réduction de GES de la Politique énergétique du Québec et de l'article 5 de la Loi, le GRAME recommande d'augmenter la valeur de la pondération relative à la protection de l'environnement à son niveau historique, soit 20 %.

[544] L'intervenant suggère de conserver l'indice Émissions de GES, en plus de l'indice ISO 14001:2015, et de lui accorder un pourcentage de 10 %. Une autre possibilité serait d'accorder une pondération de 20 % à l'indice ISO 14001:2015 et d'ajouter un sous-indicateur pour les émissions de GES.

[545] Par ailleurs, le GRAME indique qu'il ne détient pas l'ensemble des informations pertinentes pour formuler une recommandation concernant la question des indices de qualité de service en matière environnementale. Il soumet que des discussions sont nécessaires pour corriger l'indice Émissions de GES et que la tenue d'une rencontre avec les intervenants concernés pourrait s'avérer utile et pertinente²⁰¹.

[546] Le ROEE est également d'avis qu'un distributeur gazier se doit d'avoir un indice permettant une réelle diminution des émissions de GES. L'intervenant considère qu'il est inacceptable qu'Énergir puisse récupérer une part de ses TP sans agir sur la baisse de ses propres émissions de GES.

²⁰⁰ Pièce [C-FCEI-0044](#), p. 15.

²⁰¹ Pièce [C-GRAME-0027](#), p. 2.

[547] Cet intervenant propose donc l'adoption d'un indice de qualité de service de diminution des émissions de GES, avec une pondération de 10 %, qui imposerait au Distributeur une réduction annuelle minimum des émissions de GES variant entre 200 tonnes éq. CO₂, ou 250 tonnes éq. CO₂ sans pouvoir utiliser de crédit compensatoire.

[548] Alternativement, le ROEÉ propose d'ajouter à l'indice ISO 14001:2015 l'adoption de la norme ISO 50001, qui vise à améliorer l'efficacité énergétique, et de réduire de façon spécifique les émissions de GES.

[549] SÉ-AQLPA recommande à la Régie d'amener Énergir à améliorer son indice Rapidité de réponse aux urgences et à surveiller l'indicateur Satisfaction de sa clientèle VGE. L'intervenant est d'avis que ce dernier est le plus fragile et qu'Énergir a une plus faible probabilité de ne pas atteindre une valeur de 100 %.

[550] Cet intervenant accepte les modifications aux indices de qualité, proposées par Énergir, mais demande de rétablir l'indice Émissions de GES et de tenir d'une séance de travail afin de perfectionner cet indicateur et identifier les cibles.

[551] En cours d'audience, l'UMQ modifie sa position et propose que ses recommandations relatives aux indicateurs de qualité de service et à leur pondération, ainsi que ses propositions relatives aux calculs des pourcentages de réalisation, fassent l'objet de discussions en groupe de travail. Les résultats de ces travaux seraient présentés lors du prochain dossier tarifaire²⁰².

21.3 OPINION DE LA RÉGIE

[552] Dans sa décision D-2012-076, la Régie demandait au Distributeur de revoir la pondération de chaque indice et précisait que la pondération accordée à chacun devait être en lien avec les coûts et les conséquences, tant pour le Distributeur que pour la clientèle, de ne pas atteindre le seuil minimal de chacun. Dans cette décision, la Régie demandait aussi au Distributeur que les résultats cibles pour le calcul des pourcentages de réalisation de chacun des indices soient révisés en tenant compte des résultats individuels historiques²⁰³.

²⁰² Pièces [C-UMQ-0026](#) et [C-UMQ-0027](#), p. 6.

²⁰³ Dossier R-3693-2009, décision [D-2012-076](#), p. 43 et 44, par. 177 et 181.

[553] La Régie constate que le Distributeur a révisé ses indices de qualité de service, leur pondération et les cibles, conformément à la décision D-2012-076. Nonobstant le retrait de l'indice Émissions de GES, la Régie est satisfaite de cet exercice.

[554] La Régie considère que la fiabilité, la sécurité et la satisfaction des consommateurs constituent des composantes essentielles et fondamentales de la qualité de service d'un distributeur gazier. Un indice de qualité de service doit, entre autres, inciter au maintien de la qualité de service et de la qualité du réseau.

[555] En ce qui a trait aux indices de qualité associés à la dimension environnementale, la Régie partage la position du GRAME et du ROEE sur la pondération à y accorder.

[556] La Régie retient que le système de gestion environnementale du Distributeur prévoit une série d'objectifs et que les résultats escomptés peuvent se décliner à la fois en cibles opérationnelles et en objectifs stratégiques, tels l'élargissement de l'offre en GNR et le programme d'approvisionnement responsable en gaz naturel²⁰⁴.

[557] Bien qu'elle reconnaisse l'importance stratégique de ce système de gestion environnementale pour Énergir, la Régie juge nécessaire de maintenir un suivi spécifique périodique pour la réduction des émissions de GES.

[558] La Régie constate les enjeux liés à l'indice Émissions de GES appliqué depuis 2007, tant pour les intervenants que pour Énergir. Toutefois, dans l'attente d'une meilleure solution, la Régie juge qu'il y a lieu de maintenir l'indice actuel, ainsi que sa pondération.

[559] Conséquemment, la Régie approuve partiellement la proposition du Distributeur concernant les indices de qualité de service présentés au tableau 18 de la présente décision.

[560] La Régie maintient l'indice de qualité Émissions de GES et lui accorde une pondération de 10 %. De plus, la Régie réduit la pondération de l'indice de qualité Satisfaction de la clientèle VGE à 5 %.

²⁰⁴ Pièce [B-0226](#), p. 3 à 5.

[561] **La Régie approuve donc les indices de qualité et les pondérations présentées au tableau suivant :**

TABLEAU 19
INDICES DE MAINTIEN DE LA QUALITÉ ET PONDÉRATIONS

Indice	Pondération
Entretien préventif	20 %
Rapidité de réponse aux urgences	25 %
Fréquence de lecture des compteurs	10 %
Service à la clientèle PMD	15 %
Service à la clientèle VGE	5 %
Émissions de GES	10 %
ISO 14001:2015	10 %
Procédure de recouvrement et d'interruption de service	5 %

[562] **La Régie approuve les seuils et les cibles associés à ces indices de qualité de service proposés par le Distributeur. Pour l'indice Émissions de GES, la Régie maintient le seuil et la cible actuelle.**

[563] **Finalement, la Régie demande au Distributeur d'entamer une réflexion afin de déposer une proposition permettant de mesurer l'atteinte des objectifs en matière de réduction des émissions de GES.**

[564] Cette réflexion pourrait notamment porter sur la mesure et l'évaluation des réductions des émissions de GES, par projet ou globalement, l'établissement de cibles annuelles et/ou pluriannuelles, l'établissement et l'évaluation des coûts d'un plan d'investissement portant sur des projets et activités conduisant à des réductions des émissions de GES, ou encore la mesure des progrès dans la réalisation de ces projets comme mesure des résultats à atteindre en matière environnementale.

[565] Cette proposition serait présentée, pour approbation par la Régie, lors du dépôt du dossier tarifaire 2021-2022, au plus tard.

[566] Dans le cadre de cette réflexion, la Régie précise qu'Énergir pourra utiliser les séances de travail prévues dans le cadre du PCR.

[567] En ce qui a trait à l'inclusion du nouveau sondage aux indices de qualité de service, la Régie est satisfaite des explications fournies par le Distributeur et note que le nouveau sondage internet permettra de réduire les coûts du Distributeur.

[568] En conséquence, la Régie approuve l'inclusion du nouveau sondage aux indices de qualité de service, tel que proposé par le Distributeur.

22. ALLOCATION DES COÛTS DE CATÉGORIE A ET DES COÛTS ÉCHOUÉS DU TARIF DE RÉCEPTION

22.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[569] Énergir demande à la Régie d'approuver une méthode d'allocation pour les coûts de catégorie A, associés aux conduites de raccordement et à leur installation, advenant une utilisation conjointe des conduites de raccordement par des clients producteurs de gaz naturel et des consommateurs. Elle demande également l'approbation d'une seconde méthode portant sur l'allocation des coûts échoués de catégorie A.

22.1.1 ALLOCATION DES COÛTS DE CATÉGORIE A ENTRE CLIENTS PRODUCTEURS ET CONSOMMATEURS

[570] Énergir met en contexte sa demande en rappelant les décisions de la Régie concernant le tarif de réception, en particulier les trois décisions suivantes : la décision D-2011-108 approuvant la création du tarif de réception, la décision D-2013-195 approuvant les modalités finales du tarif de réception et la décision D-2015-107 autorisant le premier raccordement à des fins d'injection ainsi que l'application du tarif de réception²⁰⁵.

²⁰⁵ Dossier R-3732-2010, décisions [D-2011-108](#) et [D-2013-195](#), et dossier R-3909-2014, décision [D-2015-107](#).

[571] Énergir indique que le tarif de réception est offert à tout client désirant injecter du gaz naturel produit à l'intérieur du territoire qu'elle dessert afin d'en permettre le transport et la distribution. Énergir rappelle également que le tarif de réception permet une allocation directe des coûts reliés à l'injection aux clients producteurs et comprend quatre grandes catégories de coûts, présentées au tableau suivant.

TABLEAU 20
COMPOSANTES DU TARIF DE RÉCEPTION

Catégorie	Composantes
A	Coûts d'investissement et d'installation de conduites de raccordement Coûts d'acquisition de terrains, de servitudes, de matériaux divers, des postes de mesurage et de régulation, de la compression aux points d'interconnexion, des installations connexes telles que la vanne de contrôle de débit, du système d'odorisation ainsi que du chromatographe et des analyseurs, pour le suivi de la qualité du gaz naturel, incluant le bâtiment où se trouvent ces équipements
B	Coûts du réseau de distribution existant
C	Coûts de distribution non liés au réseau de distribution
D	Coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM

Source : Pièce B-0163, p. 4.

[572] Énergir indique qu'elle travaille actuellement sur de nombreux projets de raccordement avec des producteurs potentiels de GNR. L'injection de gaz naturel au Québec n'étant encore qu'à ses débuts, certains projets à l'étude comportent de nouvelles particularités jamais rencontrées auparavant²⁰⁶.

[573] Énergir mentionne que les investissements considérés comme des coûts de catégorie A peuvent aussi servir pour la consommation et ainsi être utiles à plus d'un client. Elle propose donc une méthode d'allocation pour ces coûts associés aux conduites de raccordement et à leur installation, advenant leur utilisation conjointe par des clients producteurs et consommateurs.

[574] À ces fins, Énergir souhaite établir des règles claires, approuvées par la Régie, pour les motifs suivants :

²⁰⁶ Pièce [B-0163](#), p. 3.

- permettre de réduire le niveau d'incertitude lors de la signature d'ententes avec d'éventuels producteurs;
- les coûts de catégorie A étant souvent la portion la plus importante du tarif de réception, leur allocation peut avoir un impact majeur sur la rentabilité d'un projet pour le producteur;
- une hausse du nombre de producteurs rendrait plus fréquentes les situations où une conduite de raccordement servirait à plus d'un client²⁰⁷.

[575] Énergir précise que la méthode d'allocation des coûts de catégorie A proposée ne touche que les coûts de conduite de raccordement et leur installation. Dans le cas d'un projet où certains actifs d'injection seraient utilisés par plus d'un producteur, le Distributeur devrait proposer une méthode particulière afin d'obtenir l'allocation la plus directe possible des coûts et, ainsi, déterminer un tarif de réception unique pour chacun des producteurs. Il proposerait une méthode d'allocation des coûts dans le cadre de la demande d'autorisation dudit projet d'investissement à des fins d'injection.

[576] La méthode d'allocation des coûts de conduites proposée par Énergir touche uniquement les deux cas de figure suivants :

- une nouvelle conduite, visant à rejoindre de nouveaux clients producteurs et consommateurs;
- une conduite de raccordement existante, entièrement allouée à des producteurs, sur laquelle de nouveaux clients consommateurs pourraient se raccorder.

[577] Énergir propose de ne pas revoir l'allocation des conduites existantes construites pour la desserte de consommateurs, ces dernières ayant été construites en s'assurant que les règles de rentabilité déjà établies étaient satisfaites. De plus, l'arrivée d'un producteur sur une conduite existante ne génère aucun coût supplémentaire, puisque ce dernier paie l'ensemble des coûts marginaux relatifs à son raccordement. L'injection de gaz naturel ne fait pas en sorte de diminuer la capacité disponible sur un tronçon, mais libère éventuellement de la capacité pour de nouveaux consommateurs.

[578] Sur ces bases, la méthode d'allocation proposée comporte trois étapes, soit la fonctionnalisation, la classification et l'allocation.

²⁰⁷ Pièce [B-0163](#), p. 5.

[579] La fonctionnalisation des coûts consiste à déterminer dans quel service les coûts à l'étude doivent se retrouver. Selon Énergir, puisque les nouvelles conduites de raccordement sont des conduites de distribution servant à prolonger le réseau afin de raccorder le point de réception au point d'interconnexion, les coûts reliés à ces investissements doivent nécessairement se retrouver à l'intérieur du service de distribution.

[580] La classification des coûts consiste à regrouper les coûts en fonction de leur causalité. Énergir propose que la classification des conduites de raccordement soit faite en fonction de la capacité des clients, à savoir la demande de consommation ou d'injection quotidienne maximale d'un client²⁰⁸.

[581] L'utilisation de la capacité aurait pour but de classer une conduite de raccordement en fonction de l'utilisation qui en est faite, soit la consommation ou l'injection. Le lien entre la capacité et les coûts des conduites est un principe qui a été maintes fois reconnu, autant dans les dossiers qui touchent les clients consommateurs de gaz naturel que dans ceux qui touchent les producteurs²⁰⁹.

[582] Une fois la classification des conduites faite, Énergir devrait s'assurer que les revenus de distribution générés par les clients consommateurs permettent de récupérer les coûts de conduites classifiées pour la consommation de gaz naturel.

[583] Dans le cas d'une conduite existante construite à des fins d'injection (cas 2) et sur laquelle un client consommateur veut se raccorder, si les critères de rentabilité approuvés dans la décision D-2018-080 n'étaient pas rencontrés, la méthode de classification devrait être ajustée. Pour classer les coûts dans la catégorie « consommation », Énergir utiliserait le maximum des coûts pour atteindre le niveau de rentabilité requis et le reliquat se retrouverait dans la catégorie « injection ». Comme il s'agit d'une allocation d'une conduite existante, tout ajout de nouveaux clients serait souhaitable pour Énergir.

[584] La dernière étape, soit l'allocation des coûts, consiste à déterminer un facteur d'allocation afin de répartir les coûts par tarif et par palier tarifaire. Pour les clients producteurs, une allocation directe est faite. Ainsi, les coûts alloués se retrouveraient directement dans leur tarif de réception. Pour les clients consommateurs, l'allocation des

²⁰⁸ Pièce [B-0163](#), p. 7.

²⁰⁹ Dossier R-3867-2013 Phase 1, décision [D-2016-100](#), p. 96, par. 352.

conduites principales se fait en fonction du facteur CONDPRIND, telle qu'approuvée par la Régie dans sa décision D-2016-100²¹⁰.

22.1.2 ALLOCATION DES COÛTS DE CATÉGORIE A ÉCHOUÉS

[585] En suivi de la décision D-2011-108, Énergir présente la nouvelle méthode d'allocation des coûts échoués, qu'elle entend utiliser pour que les coûts de catégorie A soient récupérés auprès de l'ensemble de la clientèle, et demande à la Régie de l'approuver²¹¹.

[586] Le Distributeur rappelle que dans la décision D-2013-106, la Régie a approuvé le facteur qu'il avait proposé pour allouer les coûts de catégorie A échoués et leurs charges d'amortissement, soit le facteur IMMOBILD-CP²¹². À ce moment, Énergir soutenait que les coûts de catégorie A échoués étaient comparables aux coûts d'immobilisation communs répartis selon le facteur IMMOBILD ou IMMOBILD-CP dans le cas où il y avait des consommateurs et des producteurs²¹³. Le facteur IMMOBILD-CP était un facteur déterminé à partir de la répartition totale des coûts des immobilisations préalablement répartis selon les facteurs CONDPRIN, FS21, FS22 et Biogaz et qui tenait compte, conjointement, de la répartition des immobilisations des clients consommateurs et de la répartition des immobilisations des clients producteurs.

[587] Toutefois, dans la décision D-2016-100, la Régie a approuvé l'utilisation du facteur EXPLOITD pour allouer les immobilisations communes²¹⁴. Énergir remarque qu'à l'issue de cette décision, IMMOBILD et IMMOBILD-CP n'allouent maintenant aucune rubrique de coûts. Considérant sa proposition d'utiliser la capacité pour allouer les coûts de conduite de raccordement entre les producteurs et les consommateurs, Énergir propose donc une nouvelle allocation des coûts de catégorie A échoués selon les trois étapes du processus d'allocation des coûts de service.

²¹⁰ Pièce [B-0163](#), p. 9, et dossier R-3867-2013, [D-2016-100](#), p. 165, par. 660.

²¹¹ Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#), p. 19.

²¹² Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision [D-2013-106](#), p. 122, par. 562.

²¹³ Dossier R-3809-2012 Phase 2, pièce [B-0191](#), p. 6.

²¹⁴ Dossier R-3867-2013 Phase 1, décision [D-2016-100](#), p. 160, par. 633 à 636.

[588] À la première étape, Énergir détermine que les coûts de catégorie A échoués devraient être fonctionnalisés en distribution.

[589] À la seconde étape, Énergir propose de classifier les coûts de catégorie A échoués des conduites de raccordement entre les clients consommateurs et les clients producteurs en fonction de leur capacité. Elle propose également que les autres composantes de la catégorie A soient classifiées en fonction de la capacité, considérant que ces composantes appartiennent majoritairement au poste d'injection du producteur et jouent un rôle important dans la détermination du design de celui-ci²¹⁵.

[590] À la dernière étape, soit l'allocation des coûts, Énergir s'inspire du traitement actuel d'un coût échoué d'une conduite principale au service de distribution et propose d'allouer les coûts de catégorie A échoués de la conduite de raccordement en fonction du facteur d'allocation des conduites principales de distribution CONDPRIND. Pour ce qui est du poste d'injection, le comparable serait les postes de livraison et détente. Ces derniers sont alloués en fonction du facteur d'allocation des conduites principales de distribution, d'alimentation et de transmission nommé CONDPRIN. Énergir propose d'utiliser ce facteur pour allouer les coûts de catégorie A échoués du poste d'injection parmi les clients consommateurs. Pour les clients producteurs, le Distributeur propose que les coûts de raccordement et ceux des postes de livraison soient alloués entre les producteurs, au prorata de la capacité maximale contractuelle (CMC).

[591] Ainsi, les facteurs d'allocation du coût de catégorie A échoué sont résumés au tableau ci-dessous :

TABLEAU 21
FACTEURS D'ALLOCATION DU COÛT DE CATÉGORIE A ÉCHOUÉ

Investissement	Client consommateur	Client producteur
Conduites de raccordement	CONDPRIND	Au prorata de la CMC
Poste d'injection	CONDPRIN	Au prorata de la CMC

Source : Pièce B-0163, p. 15.

²¹⁵ Pièce [B-0163](#), p. 14.

22.2 OPINION DE LA RÉGIE

[592] La Régie rappelle que le tarif de réception a fait l'objet d'un premier dossier il y a neuf ans. N'ayant pas de données réelles suffisantes à ce moment, certains paramètres avaient été fixés de façon temporaire. Encore aujourd'hui, un seul producteur est assujéti à ce tarif, soit la Ville de Saint-Hyacinthe. Certaines modalités et composantes de coûts restent donc encore à être déterminées, faute de données suffisantes.

[593] Considérant le suivi demandé dans sa décision D-2011-108²¹⁶, la Régie est satisfaite de la proposition du Distributeur relative à la méthode d'allocation pour les coûts de catégorie A associés aux conduites de raccordement et à leur installation, advenant une utilisation conjointe des conduites de raccordement par des clients producteurs et consommateurs.

[594] En conséquence, la Régie approuve la méthode d'allocation proposée pour les coûts de catégorie A associés aux conduites de raccordement et à leur installation, advenant une utilisation conjointe des conduites de raccordement par des clients producteurs et consommateurs.

[595] Par ailleurs, étant donné la croissance du nombre de projets de raccordement envisagée par Énergir et le fait que des situations imprévues pourraient survenir dans les prochaines années, **la Régie demande à Énergir de maintenir, pour chaque point de réception, un suivi détaillé des coûts de catégorie A et de leur allocation et de déposer ce suivi dans chaque dossier tarifaire.**

[596] Pour les mêmes motifs, la Régie approuve la méthode d'allocation proposée pour les coûts échoués de catégorie A.

[597] **La Régie réitère le suivi demandé au paragraphe 486 de la décision D-2018-158²¹⁷, soit de déposer, dans les prochains dossiers tarifaires, une carte des zones de consommation. Elle demande à Énergir 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.**

²¹⁶ Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#).

²¹⁷ Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 116.

23. ÉTUDE D'ALLOCATION DES COÛTS

23.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[598] En suivi de la décision D-2019-044²¹⁸, Énergir dépose une étude d'allocation du coût de service établie à partir des données budgétaires de l'année 2018-2019. Elle demande à la Régie d'en prendre acte et de s'en déclarer satisfaite.

[599] Le Distributeur indique qu'il a réalisé cette étude en appliquant, pour le service de distribution, la méthode reconnue par la Régie dans ses décisions D-2016-100 et D-2017-063²¹⁹. Il a également tenu compte des décisions pertinentes de la Régie concernant les services de compression²²⁰ et de SPEDE²²¹, ainsi que des nouvelles catégories de coûts et de revenus pour les services de transport, d'équilibrage et de distribution au budget 2018-2019.

[600] Le tableau suivant présente un sommaire des résultats de l'étude d'allocation des coûts en termes de ratios revenus/coûts.

TABLEAU 22
SOMMAIRE DES RÉSULTATS - RATIO DES REVENUS/COÛTS (EN %)
POUR LES DONNÉES BUDGÉTAIRES DE L'ANNÉE 2018-2109

Catégories de tarif	Services					
	Fourniture	Transport	Équilibrage	SPEDE	Distribution	
					<i>BASETARD</i>	<i>REVENETD</i>
D ₁ Petit	100,8	92,1	99,3	99,9	95,7	96,6
D ₁ Grand	100,8	94,2	101,8	99,9	152,4	136,3
D ₃	98,8	104,1	102,2	100,5	123,3	114,4
D ₄	96,5	106,6	103	100,5	63,2	69,2
D ₅ Volet A	96,5	107	22,8	100,7	16,5	20,4
D ₅ Volet B	96,5	85,3	90,9	99,6	27,3	32,3
D _R	N/A	N/A	N/A	N/A	112,5	109,5

Source : Tableau préparé par la Régie à partir de données provenant de la pièce B-0194, p. 12 à 17, 19, 20, 22 et 23.

²¹⁸ Décision [D-2019-044](#), p. 8.

²¹⁹ Dossier R-3867-2013 Phase 1, décisions [D-2016-100](#) et [D-2017-063](#).

²²⁰ Dossier R-3837-2013 Phase 2, décision D-2014-064, par. 139, approuvant l'abolition du service de compression à compter du 1^{er} novembre 2015.

²²¹ Dossier R-3879-2014 Phase 2, décision [D-2014-171](#) par. 229.

[601] Énergir demande également à la Régie d'approuver l'ajout de facteurs d'allocation pour le nouveau service de SPEDE et des modifications à certains facteurs d'allocation existants. Les facteurs d'allocation proposés pour le nouveau service de SPEDE sont les suivants :

- « FB01S - Volume de SPEDE » : utilisé pour allouer les coûts des droits d'émission des clients;
- « FB07S - Revenus de SPEDE » : utilisé pour allouer le fonds de roulement de la base de tarification et les revenus du SPEDE;
- « REVENETS - Revenus nets de SPEDE » : utilisé pour allouer l'impôt sur le revenu relié à base de tarification du SPEDE; et
- « BASETARS - Base de tarification de SPEDE » : utilisé pour allouer le rendement sur la base de tarification²²².
- « FS15- Revenus de raccordement » : considérant qu'il est maintenant possible d'obtenir la liste des clients ayant payé des frais de remise en service, Énergir propose d'utiliser une méthode d'attribution directe des coûts aux clients visés;
- « PGEÉ » : dorénavant, ce facteur alloue seulement les charges d'exploitation considérant la création d'un nouveau facteur pour les aides financières;
- « PGEÉ-AF » : l'amortissement des aides financières du PGEÉ se faisant désormais sur 10 ans, ce nouveau facteur permettra l'allocation directe à partir de l'amortissement annuel des montants versés aux clients; et
- « FB09 - Revenus de fourniture, transport, équilibrage, distribution et SPEDE » : afin d'inclure également les revenus de SPEDE dans le calcul des revenus totaux.

[602] Finalement, Énergir mentionne qu'elle a retiré les facteurs d'allocation FB01FV Redevance au Fonds vert, TEMPER-A Nivellement de la température, FEÉ-FR Fonds en efficacité énergétique et AEÉ Agence en efficacité énergétique puisqu'ils ne sont plus nécessaires ou applicables.

[603] Le Distributeur indique qu'il poursuit le travail de suivi relatif à la base de données comptables (BDC), conformément à la Décision D-2017-134²²³. Le travail visant la mise à jour de la BDC utilisée, notamment, pour produire le facteur CONDPRIND, progresse selon l'échéancier prévu. Le premier volet portant sur la révision des besoins d'utilisation de l'information a été complété. Le deuxième volet portant sur l'évaluation des options

²²² Pièce [B-0197](#), p. 28.

²²³ Dossier R-3867-2013 Phase 1, décision [D-2017-134](#), p. 8.

possibles et les coûts pour constituer une BDC est en cours de réalisation. Énergir indique qu'elle sera en mesure de respecter son engagement²²⁴.

23.2 OPINION DE LA RÉGIE

[604] La Régie est d'avis que le travail réalisé par Énergir, afin de modifier l'étude d'allocation des coûts et la présentation des données relatives à l'interfinancement, reflète les décisions de la Régie.

[605] La Régie approuve les modifications aux facteurs d'allocation existants ainsi que l'ajout des facteurs d'allocation présentés au paragraphe 601 de la présente décision et leur utilisation pour allouer les coûts du service de SPEDE, tel que demandé par Énergir.

[606] La Régie se déclare satisfaite de l'étude déposée par Énergir.

24. TARIF DE TRANSPORT ET TARIF D'ÉQUILIBRAGE

24.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

24.1.1 PRIX DE TRANSPORT

[607] Énergir présente les prix de transport à la pièce B-0133²²⁵. Les coûts totaux de transport prévus pour l'année tarifaire 2019-2020 s'élèvent à 98,9 M\$. Ces coûts sont réduits des revenus d'obligation minimale annuelle (OMA) de 0,6 M\$, des revenus d'ajustement d'inventaire de transport, portion variation de prix, de 1,6 M\$ ainsi que des revenus de transport du gaz d'appoint de 0,4 M\$. Les coûts de transport à récupérer via le tarif de transport s'élèvent donc à 96,3 M\$.

²²⁴ Pièce [B-0194](#), p. 24.

²²⁵ Pièce [B-0133](#).

24.1.2 PRIX D'ÉQUILIBRAGE

[608] Les coûts totaux associés à l'équilibrage prévus pour l'année tarifaire 2019-2020 sont de 143,4 M\$, soit un montant de 59,9 M\$ pour la pointe et 83,5 M\$ pour l'espace. Les prix du service d'équilibrage pour 2019-2020 sont présentés et expliqués aux pièces B-0131 et B-0134, respectivement²²⁶.

[609] 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-2013-115²²⁷, soit -1,561 ¢/m³ et 7,638 ¢/m³ respectivement.

24.2 OPINION DE LA RÉGIE

[610] La Régie approuve les taux du tarif de transport tels que proposés par Énergir pour l'année 2019-2020.

[611] La Régie approuve également les prix d'équilibrage tels que proposés par Énergir pour l'année tarifaire 2019-2020, ainsi que les taux applicables aux déséquilibres quotidiens et au solde des écarts cumulatifs.

25. TARIF AU POINT DE RÉCEPTION DE SAINT-HYACINTHE

25.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[612] Dans sa stratégie tarifaire 2019-2020²²⁸, Énergir présente les paramètres de calcul du tarif de réception pour 2019-2020 et rappelle que :

²²⁶ Pièces [B-0131](#), p. 6 et suivantes, et [B-0134](#).

²²⁷ Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision [D-2013-115](#), p. 7, par. 14.

²²⁸ Pièce [B-0131](#), p. 15 et 16.

- le tarif de réception est spécifique à chaque point de réception et qu'il est calculé de telle sorte que le Distributeur récupère les investissements nécessaires au raccordement du client, conformément à la décision D-2015-107²²⁹;
- les taux du tarif de réception 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.

[613] Énergir précise qu'un tarif spécifique à chaque point de réception est calculé mais que seuls les projets complétés sont présentés, les taux étant calculés sur les investissements finaux. Advenant qu'un projet d'injection soit complété dans le courant de l'année 2019-2020, les investissements et les taux du tarif de ce point d'injection seraient présentés au moment opportun par Énergir.

[614] Pour ces raisons, le seul point de réception présenté est celui de Saint-Hyacinthe. Le Distributeur souligne que les coûts du point de réception de Saint-Hyacinthe de 2019-2020 incorporent un CFR pour récupérer les écarts de revenus de la première année constatés au rapport annuel 2018, conformément à la décision D-2018-135²³⁰. Le détail de ce CFR est expliqué dans le cadre du rapport annuel 2018 d'Énergir²³¹.

[615] Énergir demande donc à la Régie l'approbation des taux proposés du tarif de réception pour l'année 2019-2020 au point de réception Saint-Hyacinthe, tels que présentés initialement à la pièce B-0141 et mis à jour à la pièce B-0319. Cette mise à jour découle de la modification du Taux - volet Investissements, entrée en vigueur le 1^{er} novembre 2019. Énergir précise qu'elle déposera à nouveau une mise à jour des taux du tarif de réception applicable à Ville de Saint-Hyacinthe à la suite de la présente décision²³².

[616] Énergir indique que les taux unitaires pour les volumes livrés en territoire et hors territoire ne s'appliquent pas pour le point de réception de Saint-Hyacinthe, puisque l'entièreté des volumes produits demeurera dans la zone de consommation de Saint-Hyacinthe qui est Centre-du-Québec/Estrie²³³.

²²⁹ Dossier R-3909-2014, décision [D-2015-107](#), p. 16.

²³⁰ Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-135](#), p. 8, par. 26.

²³¹ Dossier R-4079-2018, pièce [B-0059](#).

²³² Pièces [B-0141](#), [B-0318](#) et [B-0319](#).

²³³ Pièce [B-0140](#).

[617] Énergir indique également que deux clients producteurs potentiels pourraient commencer à injecter du GNR dans le réseau de distribution au courant de l'année 2019-2020 et générer des revenus estimés à 200 850 \$²³⁴. Une mise à jour des *Conditions de service et Tarif* sera produite en cours d'année si les projets se matérialisent, afin de faire approuver les taux nécessaires pour la facturation de ces nouveaux clients.

[618] En audience, Énergir précise que les investissements relatifs à ces deux projets de GNR non encore autorisés n'ont pas été inclus dans les coûts du présent dossier tarifaire, conformément à la pratique dans les projets d'investissements réguliers, alors que les revenus ont été considérés. Afin de corriger ce déséquilibre, Énergir prévoit retirer 200 000 \$ de revenus de réception, lors de la mise à jour du dossier à la suite de la décision à intervenir au présent dossier²³⁵.

[619] Enfin, Énergir mentionne que le tarif de réception ne s'applique pas au producteur de GNR dont le contrat a été approuvé par la décision D-2019-070²³⁶. Le Distributeur fait valoir qu'il s'agit d'un contrat d'achat de fourniture et non d'un contrat en lien avec des investissements en raccordement, contrairement au cas de Saint-Hyacinthe. Selon lui, le tarif de réception ne devrait pas s'appliquer pour ce contrat, considérant que la production de GNR a commencé avant l'implantation du tarif de réception. Enfin, Énergir soumet que les coûts de catégorie D, compris habituellement dans le tarif de réception, visent uniquement à récupérer les coûts de transport d'un producteur raccordé à son réseau et dont la production dépasse la capacité d'absorption de la zone de consommation dans laquelle il se situe²³⁷.

[620] Par ailleurs, lors de l'audience, Énergir convient de la possibilité de déposer, lors des dossiers tarifaires futurs, la base de tarification mensuelle par point de réception, autant pour l'investissement que pour le CFR, en faisant, au besoin, des hypothèses quant au niveau d'injection mensuel du producteur concerné²³⁸.

²³⁴ Pièces [B-0131](#), p. 17 et 18, et [B-0137](#), p. 1, colonne 17, ligne 43.

²³⁵ Pièce [A-0073](#), p. 259.

²³⁶ Dossier R-4008-2017, décision [D-2019-070](#).

²³⁷ Pièce [A-0067](#), p. 62 à 64.

²³⁸ Pièce [A-0067](#), p. 66 à 68.

25.2 OPINION DE LA RÉGIE

[621] La Régie note que les taux proposés par Énergir pour le tarif de réception au point de réception Saint-Hyacinthe, pour l'année tarifaire 2019-2020, reflètent les paramètres et les données réelles, y compris le niveau du CFR observé au rapport annuel 2018, conformément aux décisions D-2015-107 et D-2018-135²³⁹.

[622] La Régie note également 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 par la Régie dans sa décision D-2011-108²⁴⁰.

[623] **Considérant que les taux proposés du tarif de réception applicables au point de réception de Saint-Hyacinthe sont établis de façon conforme, la Régie approuve les taux proposés du tarif de réception 2019-2020 au point de réception de Saint-Hyacinthe, tels que présentés à la pièce B-0319, sous réserve de la mise à jour annoncée par Énergir et qui devra être déposée au plus tard le 20 novembre 2019.**

[624] **De plus, considérant que le tarif de réception est spécifique à chaque point de réception, la Régie demande à Énergir de déposer, à compter du dossier tarifaire 2020-2021, la base de tarification mensuelle par point de réception, en faisant au besoin des hypothèses quant au niveau d'injection mensuel de chaque producteur concerné.**

[625] À l'instar d'Énergir, la Régie note le déséquilibre actuel entre les revenus découlant du tarif de réception et les coûts pris en compte au présent dossier. Toutefois, considérant les conclusions de la présente décision à la section 14.1.2 portant sur l'inclusion des projets d'investissements pour le raccordement à des fins d'injection, la Régie est d'avis qu'il ne devrait plus y avoir un tel déséquilibre.

[626] **Dans le cas contraire, la Régie demande à Énergir de préciser l'écart résiduel entre les revenus de réception et le coût de service et, le cas échéant, de mettre à jour la grille tarifaire du service de distribution.**

²³⁹ Dossiers R-3909-2014, décision [D-2015-107](#), p. 16, et R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-135](#), p. 8 et 9.

²⁴⁰ Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#).

[627] Enfin, la Régie soulève certains enjeux relatifs au producteur de GNR concerné par la décision D-2019-070.

[628] D'abord, la Régie note que l'article 15.5.1 des *Conditions de service et tarif* prévoit que le tarif de réception est applicable : « *Pour tout client désirant injecter du gaz naturel produit à l'intérieur du territoire desservi par le distributeur dans le réseau du distributeur* »²⁴¹.

[629] Or, le producteur concerné injecte du gaz naturel produit à l'intérieur du territoire desservi par Énergir dans le réseau gazier, afin d'en permettre le transport et la distribution, sans toutefois se voir appliquer de tarif de réception par Énergir.

[630] Ensuite, relativement à la justification des coûts de catégorie D, la Régie rappelle la position exprimée par Énergir dans le dossier R-3732-2010 et sa décision à cet égard :

« [93] Lorsque le gaz naturel produit est destiné à l'extérieur du territoire de Gaz Métro, c'est la responsabilité du producteur de contracter et de payer pour la capacité sur le réseau de transport sur TCPL/TQM, Gaz Métro n'ayant pas de frais à assumer. Par contre, lorsque le gaz naturel doit être acheminé à une autre zone de consommation à l'intérieur du territoire, Gaz Métro peut encourir des coûts additionnels résultant des réservations de capacité requises sur le réseau TCPL/TQM. Gaz Métro, en consolidant les besoins de l'ensemble des producteurs, est la mieux placée pour gérer cette activité et en minimiser les coûts. Les producteurs de gaz devront cependant assumer ceux-ci. [...].

*[96] La Régie accepte la proposition de Gaz Métro d'établir un tarif pour recouvrer les coûts de transport encourus sur le réseau TCPL/TQM afin d'acheminer, lorsque requis, le gaz injecté dans une zone vers une autre zone de consommation de son territoire. Elle accepte également que le tarif soit établi sur une base prévisionnelle et que les écarts soient versés à un compte de frais reportés, pour chaque zone de consommation »*²⁴².

[631] En conséquence, la Régie demande à Énergir, dans le prochain dossier tarifaire, de clarifier l'applicabilité du tarif de réception pour l'achat de gaz naturel produit en franchise lorsqu'il n'y a pas d'investissement pour l'injection. Elle lui

²⁴¹ Pièce [B-0274](#), article 15.5.1.

²⁴² Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#), p. 25, par. 93 et 96.

demande également de documenter les situations des différents producteurs de gaz naturel injectant dans le réseau gazier du gaz naturel produit à l'intérieur du territoire desservi par Énergir. Ce suivi devra indiquer, en particulier, les coûts de transport associés à chacun des producteurs concernés et l'entité qui assume ces coûts (à savoir, le producteur ou Énergir).

26. STRATÉGIE TARIFAIRE POUR L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DE DISTRIBUTION ET GRILLES TARIFAIRES

26.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[632] 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 2019-2020 que celle approuvée par la Régie dans sa décision D-2013-106.

[633] Pour le tarif D1, Énergir a respecté les deux conditions suivantes :

- application d'une variation uniforme des revenus générés à l'ensemble des paliers du tarif D1, équivalant à la variation globale du tarif D1 déterminée dans la répartition tarifaire; et
- maintien du ratio actuel entre les composantes fixes et variables du tarif de distribution D1.

[634] Le document « Répartition tarifaire 2019-2020 » présente une variation globale au tarif D1 de - 10,26 %, tel qu'établie initialement par Énergir²⁴³. Cette baisse vise tous les paliers du tarif D1. 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 actuels²⁴⁴. Ainsi, les frais de base proposés sont obtenus en diminuant uniformément les frais de base actuels de 10,26 %.

²⁴³ Pièce [B-0135](#). Dans la pièce [B-0267](#), Énergir révisé l'ajustement tarifaire du service de distribution à - 10,16 %.

²⁴⁴ Pièce [B-0137](#).

[635] 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 ¢/m³ et la variation tarifaire est appliquée en totalité sur la grille des taux de l'obligation minimale quotidienne.

[636] Le résultat de la répartition tarifaire présente des variations uniformes de - 10,26 % aux tarifs D3, D4 et D5²⁴⁵. Les revenus proposés « Avant modifications » et « Après modifications » pour ces tarifs présentent ces mêmes variations.

26.2 POSITION DES INTERVENANTS

[637] En ce qui a trait à l'ajustement tarifaire appliqué au service de distribution, la FCEI est en désaccord avec le maintien de l'approche approuvée dans la décision D-2013-106, soit d'appliquer un ajustement uniforme à l'ensemble des tarifs. L'intervenante soumet que, dans cette décision, la Régie a approuvé la stratégie tarifaire proposée parce qu'elle la jugeait raisonnable dans le contexte du dossier étudié²⁴⁶.

[638] La FCEI soumet trois éléments contextuels importants qui justifient d'adopter une approche différente pour l'établissement de la stratégie tarifaire au présent dossier. Pour ce qui est du premier élément, Énergir a produit la première étude d'allocation de coût de service en suivi de la décision D-2019-044. Cette étude révèle un important interfinancement en distribution favorable aux petits clients (3 650 m³/an et moins du tarif D1) et à la clientèle industrielle (tarifs D4 et D5) et très défavorable à beaucoup de consommateurs du marché affaires (10 950 m³/an et plus au tarif D1 et tarif D3).

[639] Comme deuxième élément, la FCEI soumet que le dossier tarifaire comporte une baisse tarifaire tant en distribution qu'au niveau global, laquelle présente une opportunité unique d'entamer une correction de l'interfinancement dans un contexte tarifaire favorable.

²⁴⁵ Pièce [B-0135](#).

²⁴⁶ Pièce [C-FCEI-0044](#), p. 32.

[640] Elle soumet comme troisième élément que la position concurrentielle du gaz naturel est enviable dans tous les marchés. Elle est en amélioration par rapport à 2013-2014 et tend, de plus, à s'améliorer sur l'horizon du Plan d'approvisionnement²⁴⁷.

[641] Dans ce contexte, la FCEI propose des ajustements à la proposition de stratégie tarifaire 2019-2020 d'Énergir afin de modifier l'interfinancement des tarifs de distribution. Ces ajustements viseraient à limiter les réductions tarifaires des tarifs D1, D4 et D5 en maintenant les frais de base du premier palier du tarif D1 au niveau actuel et le tarif D5 à son niveau actuel et en limitant à 2,5 % la baisse tarifaire au tarif D4.

[642] Selon la FCEI, ces ajustements génèreraient des revenus additionnels d'environ 9 M\$ qu'elle propose de répartir entre les tarifs D1 et D3 au prorata de leurs revenus respectifs, afin d'en accentuer les réductions tarifaires. La réduction de revenu additionnelle au tarif D1 devrait cibler, autant que possible, les paliers dont la consommation annuelle est supérieure à 10 950 m³ tout en maintenant la cohérence générale du tarif. La FCEI calcule que la réduction tarifaire additionnelle découlant de ces ajustements serait de l'ordre de 1,7 % pour les clients ciblés. Au total, ces derniers verraient donc leur tarif de distribution réduit d'un peu plus de 12 %²⁴⁸.

[643] Dans un même ordre d'idée, SÉ-AQLPA estime que la Régie doit saisir l'occasion exceptionnelle de la présente demande pour réduire l'interfinancement pour le service de distribution. Il serait raisonnable, selon l'intervenant, de moduler la baisse tarifaire de 10,3 % de manière à ne pas trop aggraver l'interfinancement. Il recommande ainsi de ne baisser que de 5 % le tarif de distribution des catégories de clients D1 qui consomment 1 095 m³ et moins au lieu de 10,3 %, tel que demandé par Énergir²⁴⁹. Dans sa preuve, l'intervenant démontre que, selon les données présentées dans l'étude d'allocation des coûts de service, ce sont surtout les petits clients au tarif D1 qui sont interfinancés²⁵⁰.

[644] En réponse à une question de la Régie qui lui demande de commenter la proposition d'ajustement tarifaire proposé par la FCEI, le Distributeur souligne que ce n'est pas le maintien d'une stratégie tarifaire de hausse ou de baisse uniforme qui a fait en sorte que l'interfinancement s'est accentué. Les revenus ont plutôt augmenté de façon significative au tarif D1, avec la migration de grands clients vers ce tarif. Le Distributeur

²⁴⁷ Pièce [C-FCEI-0055](#), p. 11.

²⁴⁸ Pièce [C-FCEI-0044](#), p. 35 et 36.

²⁴⁹ Pièce [SÉ-AQLPA-0032](#), p. 40.

²⁵⁰ Pièce [SÉ-AQLPA-0032](#), p. 38.

souligne que les grands clients ont une plus grande capacité qui a fait croître les coûts. Toutefois, les revenus ont augmenté de façon plus importante que les coûts avec la croissance de leurs volumes moyens.

[645] Le Distributeur rappelle que l'enjeu du lien causal entre les coûts et les revenus est au cœur de la refonte du tarif de distribution. L'ajustement proposé par la FCEI ne serait que temporaire. Or, il rappelle que les niveaux d'interfinancement acceptables seront abordés dans la phase 4 du dossier R-3867-2013. Il précise que, dans l'optique d'une reprise prochaine de l'examen de ce dossier, les équipes d'Énergir ont entamé des réflexions quant aux niveaux d'interfinancement qui seraient optimaux et raisonnables, en vue d'un dépôt dans ce dernier dossier. Ainsi, Énergir soumet que la proposition de la FCEI n'est pas formulée dans le forum approprié²⁵¹.

[646] Enfin, le Distributeur soumet que, malgré l'interfinancement constaté, les tarifs proposés dans la présente stratégie tarifaire demeurent justes et raisonnables²⁵².

26.3 OPINION DE LA RÉGIE

[647] La Régie est consciente de la présence d'un interfinancement pour le service de distribution. Cependant, elle estime que la détermination des niveaux acceptables d'interfinancement par catégorie tarifaire est un exercice complexe qui nécessitera un examen en profondeur dans le cadre de la phase 4 du dossier R-3867-2013. Conséquemment, la Régie est d'avis qu'il n'y a pas lieu de répartir la baisse tarifaire globale présentée au présent dossier pour modifier, à la pièce, le niveau d'interfinancement de certains paliers tarifaires.

[648] De ce fait, à l'instar du Distributeur, 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 dans sa décision D-2013-106 pour l'établissement des tarifs de distribution.

²⁵¹ Pièce [B-0242](#), p. 27 et 28.

²⁵² Pièce [A-0073](#), p. 35 à 37.

[649] **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 2019-2020, sous réserve des ajustements à apporter selon les dispositions de la présente décision.**

27. DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[650] 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.

[651] 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 ».

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

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

27.1 INFORMATIONS SOUMISES DANS LE CADRE DE L'EXAMEN DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT

[654] En ce qui a trait au Plan d'approvisionnement, Énergir demande le traitement confidentiel des informations suivantes :

- section 1 de la pièce B-0060²⁵³ (à l'exception de la deuxième colonne du Tableau 2) et informations caviardées contenues à l'annexe 17 de la pièce B-0184²⁵⁴, pour une durée de 10 ans;
- informations caviardées contenues aux pièces B-0058²⁵⁵ et B-0192²⁵⁶, au Tableau 8 de la pièce B-0184²⁵⁷ et aux sections 2 et 3 de la pièce B-0060²⁵⁸, pour une durée indéterminée;
- deuxième colonne du Tableau 2, informations caviardées contenues à la section 4 ainsi que les annexes 1 et 2 de la pièce B-0060²⁵⁹, pour une durée d'un an.

[655] Énergir soumet, au soutien de ces demandes, les déclarations sous serment de madame Josée Duhaime et de monsieur Vincent Regnault²⁶⁰.

[656] Après examen des déclarations sous serment, la Régie juge que les motifs invoqués par Énergir justifient l'émission des ordonnances demandées à l'égard des informations identifiées précédemment.

[657] Ainsi, la Régie accueille les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel d'Énergir relatives à ces informations et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour les périodes y étant spécifiées.

27.2 INFORMATIONS SOUMISES DANS LE CADRE DE L'EXAMEN DES INVESTISSEMENTS

[658] Énergir demande à la Régie d'ordonner la confidentialité des informations caviardées contenues à la pièce B-0247²⁶¹, jusqu'à la finalisation du projet.

²⁵³ Une version est déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0059.

²⁵⁴ Les versions antérieures sont déposées comme pièces B-0056 et B-0154. Une version est également déposée sous pli confidentiel respectivement comme pièces B-0054, B-0157 et B-0185.

²⁵⁵ Une version est déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0057.

²⁵⁶ Une version est déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0193.

²⁵⁷ Une version est déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0185.

²⁵⁸ Une version est déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0059.

²⁵⁹ *Ibid.*

²⁶⁰ Pièces [B-0049](#), [B-0050](#), [B-0152](#) et [B-0168](#).

²⁶¹ La version antérieure est déposée comme pièce B-0087. Une version confidentielle est déposée comme pièces B-0088 et B-0248.

[659] Les motifs invoqués au soutien de cette demande de traitement confidentiel sont présentés à la déclaration sous serment de monsieur Éric Lachance²⁶².

[660] La Régie, pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Lachance, accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel d'Énergir à l'égard des informations caviardées de la pièce B-0247 et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion jusqu'à la finalisation du projet, moment dont Énergir devra l'informer formellement.

27.3 INFORMATIONS SOUMISES DANS LE CADRE DE L'EXAMEN DE LA STRATÉGIE FINANCIÈRE

[661] Énergir demande à la Régie d'ordonner la confidentialité des informations caviardées contenues à la pièce B-0098²⁶³, lesquelles sont déposées sous pli confidentiel, pour une durée de 10 ans.

[662] Les motifs invoqués au soutien de cette demande de traitement confidentiel sont présentés à la déclaration sous serment de monsieur Éric Lachance²⁶⁴.

[663] Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Lachance, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel d'Énergir à l'égard des informations caviardées de la pièce B-0098 et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une période de 10 ans.

²⁶² Pièce [B-0076](#).

²⁶³ Une version est déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0099.

²⁶⁴ Pièce [B-0076](#).

27.4 INFORMATIONS SOUMISES DANS LE CADRE DE L'EXAMEN DES COÛTS DE SERVICE ET DU REVENU ADDITIONNEL REQUIS, AINSI QUE DE LA STRATÉGIE ET DES GRILLES TARIFAIRES

[664] Énergir demande à la Régie d'ordonner le traitement confidentiel des informations caviardées contenues à la pièce B-0253²⁶⁵, ainsi que des informations caviardées de la pièce B-0142²⁶⁶, pour une durée indéterminée.

[665] Les motifs invoqués au soutien de ces demandes de traitement confidentiel sont présentés à la déclaration sous serment de monsieur Vincent Regnault²⁶⁷.

[666] Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de monsieur Regnault, la Régie accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel d'Énergir à l'égard des informations caviardées des pièces B-0253 et B-0142 et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée indéterminée.

27.5 RÉPONSES AUX DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS

[667] Énergir demande le traitement confidentiel des réponses suivantes à certaines DDR :

- informations caviardées contenues aux pièces B-0171²⁶⁸, B-0175²⁶⁹ et B-0244²⁷⁰, ainsi que l'annexe Q-4.3/Q-4.4 de la pièce B-0232²⁷¹, pour une durée indéterminée.
- informations caviardées contenues à la réponse à la question 3.21 de la pièce B-0232²⁷², pour une durée de 10 ans;

²⁶⁵ La version initiale est déposée comme pièce B-0114. Une version confidentielle est déposée comme pièces B-0115 et B-0254.

²⁶⁶ Cette pièce est déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0143.

²⁶⁷ Pièce [B-0077](#).

²⁶⁸ Cette pièce est déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0172.

²⁶⁹ Cette pièce est déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0176.

²⁷⁰ Cette pièce est déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0245.

²⁷¹ La version initiale est déposée comme pièce B-0219. Une version confidentielle est déposée comme pièces B-0220 et B-0233.

²⁷² *Ibid.*

- informations caviardées contenues aux réponses 2.1 à 2.3 de la pièce B-0295²⁷³, pour une durée indéterminée;
- informations caviardées contenues à la réponse à la question 2.1 de la pièce B-0299²⁷⁴, pour une durée de 10 ans.

[668] Les motifs invoqués au soutien de ces demandes de traitement confidentiel sont présentés aux déclarations sous serment de madame Josée Duhaime, de monsieur François Crépeau et de monsieur Vincent Regnault²⁷⁵.

[669] Considérant que la Régie accueille, dans la présente décision, les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel en lien avec les informations caviardées présentées aux DDR, eu égard aux motifs invoqués aux déclarations sous serment de monsieur Regnault, madame Duhaime et monsieur Crépeau, **la Régie accueille les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel des informations énumérées au paragraphe 667 de la présente décision et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour les périodes y étant spécifiées.**

28. MODIFICATIONS AU TEXTE DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

28.1 PROPOSITION

[670] Énergir présente les modifications qu'elle souhaite apporter aux versions française et anglaise des *Conditions de service et Tarif*, lesquelles seront effectives à la date de mise en vigueur précisée dans la décision finale²⁷⁶.

²⁷³ Cette pièce est déposée sous pli confidentiel comme pièces B-0289 et B-0290.

²⁷⁴ Cette pièce est déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0300. La version initiale est déposée comme pièce B-0291, dont une version confidentielle est déposée comme pièce B-0292.

²⁷⁵ Pièces [B-0049](#), [B-0169](#), [B-0216](#) et [B-0050](#).

²⁷⁶ Pièce [B-0273](#).

28.1.1 DEMANDE DE NOMINATION

[671] Énergir constate que la formulation actuelle de l'article 15.5.8 ne reflète pas adéquatement le traitement qui est appliqué aux demandes de nomination. Selon elle, l'article 15.5.8, tel que formulé, laisse entendre que les demandes de nomination qui respectent la CMC du client et qui sont reçues avant la tombée de la fenêtre « Début de journée » peuvent être refusées par le Distributeur. Ainsi, Énergir propose les modifications suivantes à l'article afin de mieux refléter son offre apparaissant en souligné dans le texte :

« 15.5.8 Demande de nomination

Sous réserve de l'article 15.5.6, les demandes de nomination reçues avant l'heure de tombée de la fenêtre « Début de journée » sont acceptées par le distributeur et sont effectives la journée gazière du lendemain.

Toutes les demandes de nomination ou de révision de volumes nominés reçues après la fenêtre « Début de journée » ne peuvent avoir lieu que s'il est rentable et opérationnellement possible pour le distributeur de les accepter. Le cas échéant, la dernière demande reçue et acceptée annule la précédente.

La demande doit être transmise par écrit au distributeur, par courriel, ou à défaut de pouvoir utiliser ce mode de transmission, par télécopieur, au moyen du formulaire prévu à cet effet.

Le client doit faire sa demande de nomination ou de révision de volume nominé au distributeur selon les heures de tombée suivantes :

<i>Fenêtres de nomination</i>	<i>Début effectif de l'injection de gaz</i>	<i>Heure de tombée</i>
<i>Début de journée</i>	<i>Journée gazière du lendemain à 10 h HNE</i>	<i>La veille à 11 h HE</i>
<i>Soirée</i>	<i>Journée gazière du lendemain à 10 h HNE</i>	<i>La veille à 18 h HE</i>
<i>Journalière 1</i>	<i>Journée gazière courante à 15 h HNE</i>	<i>Journée courante à 10 h HE</i>
<i>Journalière 2</i>	<i>Journée gazière courante à 19 h HNE</i>	<i>Journée courante à 14 h 30 HE</i>
<i>Journalière 3</i>	<i>Journée gazière courante à 23 h HNE</i>	<i>Journée courante à 19 h HE</i>

»

28.1.2 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE POUR LE SERVICE D3 ET D4

[672] Dans la décision D-2019-080²⁷⁷, la Régie demandait à Énergir de proposer une modification au texte des *Conditions de service et Tarif* afin de mieux encadrer l'OMA pour le service de distribution D3 et D4.

[673] En suivi de cette décision, Énergir propose d'ajouter l'article 15.3.6 suivant et de modifier l'article 15.3.5.1 des *Conditions de service et Tarif* :

« 15.3.6 OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE (OMA)

Le distributeur peut convenir, avec un client dont l'adresse de service est nouvellement raccordée au réseau de distribution ou avec un client qui bénéficie d'une aide financière, d'une OMA pour toute la durée du contrat ».

« 15.3.5 RÉVISION DU VOLUME SOUSCRIT

15.3.5.1 Par le client

Nonobstant ce qui précède, le client est tenu de respecter, le cas échéant, les conditions de l'obligation minimale annuelle convenue en vertu de l'articles des articles 4.3.4 et 15.3.6 ».

[674] Énergir indique qu'elle proposera les modalités d'application dans le cadre du dossier tarifaire 2020-2021.

28.2 OPINION DE LA RÉGIE

[675] **La Régie approuve les modifications proposées aux articles 15.5.8 et 15.3.5.1 des *Conditions de service et Tarif*, ainsi que l'ajout de l'article 15.3.6.**

[676] 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 **20 novembre 2019 à 12 h**, ainsi que les versions française et anglaise des *Conditions de service et Tarif*, en tenant compte des modifications découlant de la présente décision.

²⁷⁷ Dossier R-4087-2019, décision [D-2019-080](#), p. 15.

[677] **Pour l'ensemble de ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande d'Énergir;

AUTORISE la mise en place d'un mécanisme de découplage des revenus pour les années tarifaires 2019-2020 à 2021-2022;

AUTORISE partiellement le nouveau mode de partage des écarts de rendement proposé par Énergir;

RECONDUIT, pour les années tarifaires 2020-2021 et 2021-2022, le taux de rendement de 8,9 % sur l'avoir ordinaire présumé;

APPROUVE le plan d'approvisionnement gazier 2020-2023 et prend acte du déficit de 21 10³m³/jour prévu pour l'année 2020;

PREND ACTE du fait qu'aucun outil de maintien par le client GM GNL n'est nécessaire pour l'année 2019-2020;

PREND ACTE de la méthodologie d'établissement de la marge excédentaire de capacité de transport qu'Énergir estime nécessaire pour favoriser le développement des activités industrielles;

APPROUVE la marge excédentaire de transport d'une valeur de 660 10³m³/jour à considérer dans le plan d'approvisionnement gazier 2020-2023, représentant entre 3,9 % et 4,0 % des livraisons totales de l'année 2019-2020;

APPROUVE les caractéristiques du contrat d'entreposage, devant entrer en vigueur le 1^{er} avril 2020, que le Distributeur entend conclure pour remplacer le contrat LST 088;

APPROUVE la reconduction pour les exercices 2019-2020 à 2021-2022 de l'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement;

RECONDUIT jusqu'au 30 septembre 2020, 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 2019-2020;

ÉTABLIT, sous réserve de la mise à jour des informations au dossier à la suite de la présente décision, la base de tarification pour l'année témoin 2019-2020 à 2 193 700 000 M\$;

APPROUVE un coût moyen pondéré du capital de 6,49 % pour l'année tarifaire 2019-2020;

APPROUVE des dépenses d'exploitation de 217 087 000 \$ pour l'année tarifaire 2019-2020;

APPROUVE partiellement les modifications proposées par le Distributeur concernant les indices de qualité de service;

MAINTIEN l'indice de qualité de service Émissions de GES et lui accorde une pondération de 10 %;

APPROUVE la stratégie tarifaire pour l'établissement des tarifs de distribution proposée par le Distributeur ainsi que les taux en découlant pour l'année 2019-2020, sous réserve des ajustements à apporter selon les dispositions de la présente décision;

APPROUVE la méthode d'allocation proposée pour les coûts de catégorie A associés aux conduites de raccordement et à leur installation, advenant une utilisation conjointe des conduites de raccordement par des clients producteurs et consommateurs;

APPROUVE la méthode d'allocation proposée pour les coûts échoués de catégorie A;

APPROUVE les modifications proposées aux facteurs d'allocation existants ainsi que les nouveaux facteurs d'allocation proposés et leur utilisation pour allouer les coûts de service de SPEDE;

APPROUVE les modifications proposées aux articles 15.5.8 et 15.3.5.1 des *Conditions de service et Tarif*, ainsi que l'article 15.3.6;

DEMANDE à Énergir de présenter, lors du dépôt de la mise à jour des pièces au dossier au plus tard le **20 novembre 2019 à 12 h**, la catégorie d'investissement applicable pour les projets de raccordement à des fins d'injection ainsi que toute autre information requise à l'article 5 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*;

DEMANDE à Énergir de déposer la mise à jour des informations relatives à l'établissement des tarifs finaux de l'année tarifaire 2019-2020, au plus tard le **20 novembre 2019 à 12 h**, ainsi que les versions française et anglaise 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

Françoise Gagnon
Régisseur

François Émond
Régisseur

ANNEXE 1

Annexe 1
(3 pages,
incluant celle-ci)

S.T. _____
F.G. _____
F.É

LISTE DES ACRONYMES

ASF	avantages sociaux futurs
Bcf	Billion cubic feet
BDC	base de données comptables
CASEP	compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes
CASS	compte d'aide au soutien social
CFR	compte de frais reportés
CMC	capacité maximale contractuelle
DDR	demande de renseignements
EDA	Eastern Delivery Area
FAA	formule d'ajustement automatique
FGC	frais généraux corporatifs
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
GNL	gaz naturel liquéfié
GNR	gaz naturel renouvelable
IP	indice de profitabilité
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
MAG	manques à gagner
MFR	ménages à faible revenu
NAESB	North American Energy Standards Board
NCOS	New Capacity Open Season
OMA	obligation minimale annuelle
PCGR	principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PCR	processus de consultation règlementaire
PGEÉ	plan global en efficacité énergétique
PMD	petits et moyens débits
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
Service de SPEDE	système de plafonnement et d'échange de droits d'émission
STS	Storage Transportation Service
Union Gas	Union Gas Limited
TCE	TC Énergie (TCE)
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TEQ	Transition énergétique Québec
TP	trop-perçus
TQM	Trans Québec maritimes
TRI	taux de rendement interne
VGE	grands clients industriels