D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2020-097	R-4114-2019	28 juillet 2020

PRÉSENTS :

Louise Rozon
François Émond
Esther Falardeau

Régisseurs

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

Décision finale sur le rapport annuel 2019 d'Énergir, sur les demandes de traitement confidentiel et sur les demandes de paiement de frais des intervenants

Demande d'examen du rapport annuel d'Énergir, s.e.c pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2019

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.
représentée par Me Vincent Locas.

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)
représentée par Me Hélène Sicard;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)
représentée par Me André Turmel;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)
représenté par Me Dominique Neuman.

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION 6

2. RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE 7

2.1 Base de tarification et additions 12
2.2 Mise à jour des Principes comptables 15
2.3 Frais généraux corporatifs 19
2.4 Résultats des indices de maintien de la qualité de service 26
2.5 Plan d'approvisionnement 27
2.6 Rentabilité du plan de développement 37
2.7 Programmes commerciaux 48

3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE 52

3.1 Établissement des frais reportés relatifs au pgeé 52

4. SUIVIS 60

4.1 Suivis des projets de développement 61
4.2 Autres suivis annuels à la suite de décisions de la Régie 63
4.3 Suivis relatifs à l'explication des écarts et au développement d'outils informatiques 64
4.4 Suivi relatif à la transaction d'échange de 82 000 GJ/jour avec un tiers 68
4.5 suivis relatifs au niveau de saturation du réseau par région et à l'état d'avancement des discussions avec TCPL pour la région de l'Estrie 75
4.6 Suivi de la décision D-2014-077 82
4.7 Rapport de suivi associé à l'activité gaz naturel liquéfié 85

5. CONFIDENTIALITÉ 89

5.1 Gestion des inventaires et ventes de gaz naturel liquéfié et suivi des déséquilibres volumétriques liés à l'activité de regazéification de gaz naturel liquéfié 89
5.2 Informations relatives aux projets d'investissement 90
5.3 États financiers et autres informations financières 91
5.4 Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission 92
5.5 Revenus, coûts d'approvisionnement et autres informations 93
5.6 Modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers 95

5.7 Réponses aux DDR 96
5.8 ANNEXES AU FORMAT EXCEL À L'USAGE UNIQUE DU PERSONNEL AUTORISÉ DE LA RÉGIE 97

6. FRAIS DES INTERVENANTS 99

LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE : 101

ANNEXE 1 106

LISTE DES ACRONYMES 107

1. INTRODUCTION

[1] Le 20 décembre 2019, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 (1) (5°), 75 et 159 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*[1], une demande d'examen de son rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2019 (la Demande). Le Distributeur indique qu'il tiendra, le 30 janvier 2020, une séance d'information visant à présenter ce rapport annuel (le Rapport annuel 2019) au personnel de la Régie et aux intervenants ayant participé au dossier tarifaire R-4018-2017.

[2] Le 23 décembre 2019, la Régie informe Énergir et les intervenants du dossier tarifaire R-4018-2017 qu'elle entend procéder à l'examen de la Demande par voie de consultation. Elle avise les personnes intéressées qui désirent intervenir au présent dossier qu'elles doivent déposer une demande à cette fin au plus tard le 6 février 2020. Les personnes intéressées qui prévoient présenter une demande de paiement de frais doivent aussi déposer un budget de pa rticipation.

[3] Le 21 janvier 2020, l'ACEFQ demande à la Régie de lui permettre de participer à la séance d'information sur le Rapport annuel 2019 et de déposer, le cas échéant et dans les délais prescrits, une demande d'intervention.

[4] Le 23 janvier 2020, la Régie autorise la participation de l'ACEFQ à la séance d'information sur le Rapport annuel 2019 d'Énergir.

[5] Le 30 janvier 2020, Énergir présente son Rapport annuel 2019 au personnel de la Régie, aux intervenants du dossier tarifaire R-4018-2017 et à l'ACEFQ.

[6] Le 6 février 2019, l'ACEFQ, la FCEI et SÉ-AQLPA déposent leur demande d'intervention accompagnée de leur budget de participation. Le 11 février 2020, le Distributeur dépose ses commentaires relatifs à ces demandes. Le 13 février 2020, l'ACEFQ réplique aux commentaires d'Énergir.

[7] Le 27 février 2020, la Régie rend sa décision procédurale D-2020-024, par laquelle elle ordonne au Distributeur de payer les frais pour la séance d'information du 30 janvier 2020 et accorde le statut d'intervenant à l'ACEFQ, la FCEI et SÉ-AQLPA.

---

[1] RLRQ, c. R-6.01.

[8] Le 3 avril 2020, le Distributeur dépose une demande réamendée ainsi que ses réponses aux demandes de renseignements (DDR) de l'ACEFQ, de SÉ-AQLPA et à la DDR n° 1 de la Régie, dont certaines réponses sont sous pli confidentiel. Le 7 avril 2020, il dépose également ses réponses à la DDR de la FCEI.

[9] Le 14 avril 2020, l'ACEFQ et la FCEI déposent leur preuve. Le 20 avril 2020, SÉ-AQLPA dépose sa preuve.

[10] Le 14 mai 2020, Énergir dépose une deuxième demande réamendée ainsi que ses réponses à la DDR n° 2 de la Régie, dont certaines réponses sont sous pli confidentiel.

[11] Le 22 mai 2020, l'ACEFQ et SÉ-AQLPA déposent leur argumentation. Quant à la la FCEI, elle dépose son argumentation le 25 mai 2020.

[12] Le 27 mai 2020, Énergir dépose sa réplique, date à laquelle la Régie entame son délibéré.

[13] La présente décision porte sur la deuxième demande réamendée ayant pour objet l'examen du Rapport annuel 2019 d'Énergir, sur les demandes de traitement confidentiel[2] et sur les demandes de paiement de frais des intervenants.

2. RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE

[14] Pour l'année tarifaire 2019, Énergir établit le revenu net d'exploitation permissible à 139,5 M$, lequel découle du taux moyen du coût en capital autorisé de 6,50 % appliqué au montant réel de 2 146,8 M$ de la base de tarification[3]. Le revenu net d'exploitation réalisé étant de 166,3 M$ pour 2019, l'écart représente un trop-perçu global de 26,8 M$ après impôts, tel que présenté au tableau suivant.

---

2 Pièce B-0194.
3 Pièce B-0041.

TABLEAU 1
RÉSULTATS FINANCIERS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 30 SEPTEMBRE 2019 ET 2018

Résultats financiers *(en milliers de $)*	**2019**	**2018 final**
Revenu net d'exploitation réel	166 300	169 422
Revenu net d'exploitation permissible	139 479	134 035
	26 821	35 387
Impôts présumés sur le revenu	9 734	12 910
Trop-perçu (manque à gagner) avant impôts	**36 555**	**48 297**
Part des clients	26 016	35 769
Part d' Énergir	10 539	12 528

Source :tableau établi à partir de la pièce B-0041 et de la pièce B-0197, p. 11 du dossier R-4079-2018. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[15] Le service de distribution présente un trop-perçu de 30,3 M$, dont un montant de 5 000 $ issu d'un manque à gagner au tarif de réception et attribué à la clientèle. Le solde restant du trop-perçu de 30,3 M$ est partagé entre la clientèle et Énergir, conformément à la décision D-2015-045[4].

[16] Le service de transport présente un trop-perçu de 19,7 M$. Les services d'équilibrage, de fourniture et du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) présentent respectivement un manque à gagner de 12,6 M$, 0,8 M$ et 0,05 M$[5]. Pour ces différents services, les trop-perçus et le manque à gagner sont attribués aux clients, conformément à la Loi et aux décisions D-2013-054[6] et D-2014-171[7].

[17] Après la prise en compte du partage du trop-perçu du service de distribution et de la bonification de 0,2 M$ liée aux transactions d'optimisation financières pour les

---

4 Dossier R-3879-2014 Phase 3, décision D-2015-045, p. 8, par. 23.
5 Pièce B-0041.
6 Dossier R-3809-2012 Phase 1, décision D-2013-054, p. 9, par. 19.
7 Dossier R-3879-2014 Phase 1, décision D-2014-171, p. 24, par. 114.

services de transport et d'équilibrage, Énergir établit le taux de rendement sur les capitaux propres et le taux moyen du coût en capital, respectivement à 9,81 % et 6,85 %[8].

[18] Énergir explique ci-après les résultats de fin d'année et les écarts constatés par rapport aux projections.

Distribution

[19] Le trop-perçu de 30,3 M$ du service de distribution découle principalement de la hausse de la consommation, plus particulièrement dans le marché des petit et moyen débits. Énergir explique cet écart par une conjoncture économique plus favorable qu'anticipée ainsi que par la maturation des nouvelles ventes.

Transport

[20] Le trop-perçu réalisé au service de transport de 19,7 M$ est occasionné par la hausse des volumes transportés, l'application tardive des tarifs de transport 2019 inférieurs aux tarifs de 2018 appliqués au cours des deux premiers mois de l'exercice 2018-2019 ainsi que l'application tardive, au 1er mars 2019, des nouveaux tarifs de transport à la suite du « *pass on* » reflétant la baisse des tarifs de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) au 1er février 2019.

Équilibrage

[21] Le manque à gagner réalisé au service d'équilibrage de 12,6 M$ est causé principalement par la reconnaissance du coût d'équilibrage inclus dans le coût des achats du gaz naturel (fonctionnalisation du coût des achats de gaz naturel approuvée dans la décision D-2015-177), partiellement compensé par les baisses successives des tarifs de transport de TCPL au 1er février 2019 et au 1er juillet 2019, et des revenus plus élevés que prévus liés à une hausse de la consommation du marché des petit et moyen débits.

Dépenses d'exploitation

---

8 Pièces B-0037, p. 2 et B-0041.

[22] Au cours de la période 2015-2018, les charges d'exploitation ont été établies conformément à la formule d'allègement réglementaire autorisée par la Régie. L'année 2019 constitue un retour à la méthode du coût de service pour la détermination des charges d'exploitation.

[23] Les charges d'exploitation totales établies par Énergir pour l'année 2019 sont de 212 952 k$, ce qui représente un écart de -147 k$ ou -0.1 % par rapport au budget autorisé. Le Distributeur explique cet écart par les principaux éléments suivants :

Salaire régulier et de garde (-3 120 k$)

[24] Les secteurs Clients et Exploitation (-2 464 k$), Réglementation, TI & Finances (-1 234 k$) et Développement, Communautés, Corpo & Sécurité (+ 626 k$) expliquent la majeure partie de l'écart de la catégorie de dépenses. Le Distributeur explique cet écart favorable par les délais de recrutement pour des postes vacants (-35 ETP[9]), le non comblement de postes relatif à des gains de productivité (-7 ETP) partiellement compensé par des ajouts de postes relatifs à des projets en cours (+10 ETP).

[25] Énergir précise que les économies occasionnées par les postes vacants de chacun des secteurs doivent être considérées en contrepartie de la réduction corporative globale de 3 867 k$ incluse au poste budgétaire Réduction budgétaire - postes vacants et autres. L'écart net de ces deux catégories est de 747 k$ ou 0,5 % par rapport aux montants budgétés.

Temps supplémentaire (+3 536 k$)

[26] Le Distributeur indique que le dépassement du temps supplémentaire provient principalement du secteur Exploitation. Ces coûts additionnels sont dus à un hiver hâtif qui a occasionné davantage de temps supplémentaire afin de réaliser les programmes préventifs, à l'augmentation du temps requis pour effectuer certaines tâches en lien avec l'instauration des règles d'or en santé et sécurité ainsi qu'à certaines tâches liées à des postes vacants non comblés.

---

9 ETP : équivalent temps plein.

Droits d'utilisation (+953 k$)

[27] Énergir mentionne que la croissance de cette rubrique s'explique par une hausse du prix des licences de type infonuagique *Software as a service* (SAAS), l'ajout de nouvelles applications ainsi que la croissance du nombre d'utilisateurs pour certains logiciels.

Main-d'œuvre imputée aux immobilisations (-5 470 k$)

[28] L'augmentation de la main-d'œuvre capitalisée provient de la hausse du temps de gestion relié aux projets TI et de configuration et à la personnalisation des projets infonuagiques (2 483 k$), de la hausse du temps capitalisé relatif à des projets majeurs de l'infrastructure réseau (-753 k$) ainsi que de l'augmentation de la main-d'œuvre capitalisée allouée aux inspections internes par piston racleur (-337 k$), du temps des stationnaires dans certains projets (-300 k$), ainsi que de l'augmentation du temps moyen requis pour les activités en lien avec les nouvelles normes en santé et sécurité (-863 k$).

Amortissement des frais reportés et des actifs intangibles

[29] La diminution de 2,9 M$ de la dépense d'amortissement des frais reportés et des actifs intangibles s'explique principalement par le nouvel échéancier dans la mise en service du projet de modernisation de la solution informatique de gestion de la relation avec la clientèle (Customer Relationship Management - CRM) (-1 M$) ainsi que par un solde d'ouverture réel inférieur à celui prévu au dossier tarifaire 2019, créant un effet à la baisse sur la dépense d'amortissement (2,0 M$).

[30] **La Régie prend acte :**

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

et du fait que, conformément à la décision D-2017-135 :

- **les associés et la clientèle d'Énergir se partageront le trop-perçu de 30,3 M$ relié au service de distribution;**
- **un trop-perçu de 19,7 M$ relié au service de transport sera remboursé à la clientèle;**
- **un manque à gagner de 12,6 M$ relié au service d'équilibrage sera assumé par la clientèle;**
- **un manque à gagner de 0,83 M$ relié aux services de fourniture et de SPEDE sera assumé par la clientèle.**

[31] La Régie constate un manque à gagner important au service d'équilibrage. Elle note que l'enjeu de la fonctionnalisation des coûts du gaz naturel à l'équilibrage ainsi que celui des prévisions au service d'équilibrage au moment du dossier tarifaire sont traités dans le dossier R-3867-2013.

2.1 BASE DE TARIFICATION ET ADDITIONS

[33] La base de tarification 2019 s'élève à 2 145,8 M$, soit une baisse globale de 11,6 M$ ou -0,05 % comparativement au montant prévu dans le cadre du dossier tarifaire.

TABLEAU 2
ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2019 ET 2018

Base de tarification *Moyenne des 13 soldes (en millions de $)*	**2019 autorisé**	**2019 réel**	**2018 réel**	**réel 2019 vs autorisé**	**réel 2019 vs réel 2018**
Immobilisations corporelles nettes	1 874,7	1 867,0	1 824,5	(7,7)	42,6
Fonds de roulement					
Encaisse	38,5	36,2	28,1	(2,3)	8,1
Matériaux et inventaires de gaz	48,1	52,5	49,5	4,5	3,0
Développement des systèmes informatiques	57,5	54,8	51,1	(2,7)	3,7
Programmes commerciaux	87,4	87,2	90,3	(0,1)	(3,1)
Coûts non amortis	69,2	62,8	92,5	(6,4)	(29,8)
Passif au titre des prestations définies net	(17,5)	(14,7)	(18,2)	2,8	3,5
Provision pour auto-assurance	(0,3)	(0,2)	(0,5)	0,2	0,3
Total de la base de tarification	**2 157,5**	**2 145,8**	**2 117,4**	**(11,6)**	**28,4**

Tableau établi à partir de la pièce B-0030 et de la pièce B-0197, p. 6 du dossier R-4079-2018. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[34] Pour l'année 2019, les additions à la base de tarification s'élèvent à 198,6 M$, soit une hausse de 0,3 M$ comparativement au montant prévu au dossier tarifaire. Les montants reliés aux projets d'investissement dont le coût individuel est inférieur au seuil totalisent 181,1 M$, soit une baisse de 2,3 M$ comparativement au montant autorisé pour 2019.

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

Additions à la base de tarification 2019 *En millions de dollars*	**Total autorisé**	**Total réel**	**Total écart**	**projets aux coûts individuels inférieurs au seuil autorisé**	**projets aux coûts individuels inférieurs au seuil réel**	**projets aux coûts individuels inférieurs au seuil écart**
Immobilisations						
Développement du réseau	54,9	51,5	(3,3)	54,2	50,4	(3,7)
Amélioration du réseau & Mesurage	56,4	53,5	(2,9)	56,4	53,5	(3,0)
Autres (entreposage, installations générales, etc)	47,7	51,4	3,7	47,6	50,9	3,3
Immobilisations	159,0	156,4	(2,5)	158,3	154,8	(3,4)
Actifs intangibles	13,9	19,8	5,9	12,0	12,5	0,5
Programmes commerciaux	13,6	13,9	0,3	13,2	13,8	0,6
Intégration au solde d'ouverture de projets ≥ 1,5 M$	11,8	8,4	(3,4)	-	-	
Total de la base de tarification	**198,3**	**198,6**	**0,3**	**183,5**	**181,1**	**(2,3)**

Tableau établi à partir de la pièce B-0032. Les écarts sont expliqués aux p. 5 à 7. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[35] Énergir explique la plus grande partie de la baisse de 2,5 M$ des immobilisations corporelles totales comme suit[10] :

- Pour la catégorie « Développement du réseau », la diminution de 3,3 M$ s'explique principalement par la baisse des investissements dans le marché affaires de 5,7 M$ en raison d'un nombre de kilomètres de conduite inférieur à ce qui avait été prévu au dossier tarifaire 2018-2019. Cette diminution est partiellement compensée par la hausse des investissements de 1,8 M$ dans le marché de la nouvelle construction résidentielle due à un coût moyen de branchement plus élevé au réel que ce qui avait été prévu au dossier tarifaire 2018-2019;

- Pour la catégorie « Amélioration du réseau & Mesurage », la diminution des investissements de 2,9 M$ provient principalement du report de certains projets du programme de joints mécaniques attribuable à une priorisation qui a eu pour effet d'allouer la capacité de main-d'œuvre nécessaire à la réalisation de projets d'envergure comme la relocalisation de la conduite de gaz naturel pour le projet SRB Pie-IX (dossier R-4065-2018), le projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Sainte-Catherine Ouest (dossier R-4078-2018) et le projet de relocalisation d'une conduite de gaz naturel à Sainte-Anne-de-Bellevue (dossier R-4088-2019). Cette diminution des investissements a été en partie compensée par des investissements additionnels en amélioration des actifs occasionnés par des fuites sur le réseau;

- Pour la catégorie « Autres », l'augmentation des investissements de 3,7 M$ s'explique principalement par les coûts relatifs aux inspections majeures des conduites de transmission par piston racleur (+1,1 M$) ainsi que par l'augmentation d'investissements en outillage essentiellement due au lancement des règles d'or en santé sécurité au travail (SST) (+3,0 M$), le tout partiellement compensé par une baisse au niveau des investissements en mobilier et équipement de bureau (-0,6 M$).

[36] En ce qui a trait à l'augmentation de 5,9 M$ des actifs intangibles, Énergir explique principalement cet écart par le projet de mise en place d'une solution

---

10 Pièce B-0032, p. 5 à 7.

informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle CRM en raison de délais au cours de l'exercice précédent qui ont modifié le calendrier de réalisation du projet et à une hausse des coûts.

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

2.2 MISE À JOUR DES PRINCIPES COMPTABLES

[38] En réponse aux DDR de la FCEI et de la Régie, Énergir confirme que la méthode de comptabilisation relative aux inspections internes par piston racleur est différente au Rapport annuel 2019 de celle utilisée au dossier tarifaire R-4018-2017 et indique que la capitalisation des coûts relatifs à ces inspections a débuté le 1er octobre 2018[11].

[39] Le Distributeur mentionne qu'il doit faire preuve d'une bonne gouvernance et mettre en place les bonnes pratiques opérationnelles lorsque le revenu requis est établi sur la base d'une méthode d'allègement réglementaire tout comme lorsqu'il est établi sur la base d'un coût de service. Ainsi, Énergir indique que ce changement a été initié à la suite de discussions avec d'autres distributeurs gaziers qui ont confirmé qu'ils capitalisaient de telles inspections et que cette façon de faire respectait les normes comptables en vigueur.

[40] Énergir indique avoir, par la suite, analysé la capitalisation de ces inspections en se référant à la littérature comptable appropriée, aux International Financial Reporting Standards (IFRS) et à certains guides d'interprétation des firmes comptables KPMG et PwC. Le Distributeur mentionne s'être assuré que les frais capitalisés respectaient le chapitre spécifique sur les immobilisations corporelles (ASC 360) des normes comptables américaines (US GAAP)[12].

[41] Énergir mentionne ne pas avoir demandé d'autorisation en ce qui a trait à ce changement de pratiques comptables et à la création d'une catégorie distincte d'immobilisation puisque cette façon de procéder est conforme aux ordonnances GC-01[13]

---

11 Pièce B-0188, p. 4, réponse à la question 1.3 et 1.4 et pièce B-0193, p. 9, réponse à la question 2.1.
12 Pièce B-0188, p. 4, réponse à la question 1.5.
13 Ordonnance GC-01, Régie de l'électricité et du gaz, 24 octobre 1977.

et GC-24[14] quant à l'utilisation de taux d'amortissement intérimaires. Il justifie l'utilisation de ces derniers par le fait que les immobilisations tangibles d'Énergir font seulement l'objet d'une étude sur une base quinquennale.

[42] Énergir mentionne que le dépôt des études quinquennales des taux d'amortissement est souvent assorti de deux types de demandes auprès de la Régie, soit l'approbation des modifications apportées aux taux d'amortissement et, le cas afférent, l'approbation de la création de nouvelles catégories d'immobilisation proposées. En appui de ses propos, le Distributeur réfère aux décisions D-2011-182 et D-2015-181.

Position de la FCEI

[43] La FCEI est préoccupée par la hausse des dépenses capitalisées qui semble découler, à tout le moins en partie, d'une modification des pratiques comptables sur laquelle Énergir exerce une discrétion. Dans un contexte d'allégement réglementaire et de fixation des dépenses d'exploitation par une formule, l'intervenante s'inquiète qu'une telle modification ait pour effet de fausser la cohérence entre les budgets autorisés et les dépenses réelles, les deux étant établis sur des bases différentes.

[44] La discrétion d'Énergir d'effectuer ou non des modifications à ses pratiques comptables alors que les normes en vigueur n'ont pas changé ouvre, selon l'intervenante, la porte à un biais dans le choix des modifications mises en place entre la fixation des budgets de l'année témoin et le rapport annuel. La FCEI est d'avis qu'une telle possibilité ne constitue pas une saine pratique pour l'équité du cadre réglementaire.

[45] Au présent dossier, la FCEI recommande à la Régie d'exiger le maintien des pratiques comptables entre les dossiers tarifaires lorsque le revenu requis n'est pas établi sur la base d'un coût de service.

[46] De plus, la FCEI propose l'application de ce principe dans le présent dossier. Elle recommande donc à la Régie de valider la pratique comptable utilisée par Énergir pour établir le budget de l'année témoin 2018-2019 eu égard à la capitalisation des inspections internes par piston racleur. Si cette dernière diffère de celle utilisée au présent rapport annuel, la FCEI recommande que la pratique comptable de l'année témoin soit appliquée

---

[14] Ordonnance GC-24, Régie de l'électricité et du gaz, 27 mars 1980.

au présent rapport annuel et maintenue pour la durée d'application du mécanisme de fixation des dépenses d'exploitation selon la formule paramétrique[15].

Opinion de la Régie

[47] Dans sa décision D-2012-077, la Régie mentionne l'importance de la similarité des méthodes comptables utilisées aux fins réglementaires et celles utilisées aux états financiers statutaires :

> « *[80] Bien que la Régie puisse établir un référentiel comptable réglementaire différent du référentiel comptable utilisé pour préparer les états financiers statutaires de Gaz Métro, elle ne retient pas la proposition de statu quo de l'UMQ. La Régie considère important de s'assurer que les méthodes comptables utilisées pour fins réglementaires soient, dans la mesure du possible, similaires aux conventions comptables utilisées pour les états financiers statutaires. Dans le présent cas, la Régie constate que la méthode actuarielle est une convention comptable qui est reconnue selon les PCGR américains* »[16]. [nous soulignons]

[48] De même, à la décision D-2015-212[17], la Régie reconnaît que les principes, méthodes et règles comptables utilisés par Énergir pour établir les valeurs de son coût de service reposent sur les normes comptables utilisées aux fins des états financiers statutaires. Ainsi, les principes, méthodes et règles comptables utilisés aux fins réglementaires reposent en l'occurrence sur les principes comptables généralement reconnus des États-Unis, sauf lorsqu'autrement ordonné par une décision de la Régie.

Changement relatif aux inspections par piston racleur

[49] La Régie est d'accord avec la mention du Distributeur à l'effet que l'allègement réglementaire ne le soustrait pas de son obligation de faire preuve d'une bonne gouvernance et de mettre en place les bonnes pratiques opérationnelles et comptables.

---

15 Pièce C-FCEI-0012, p. 3.
16 Dossier R-3773-2011, décision D-2012-077, p. 21, par. 80.
17 Dossier R-3940-2015, décision D-2015-212, p. 31, par. 110.

[50] Cependant, la Régie considère important de rappeller qu'Énergir doit, d'une part obtenir son autorisation avant de modifier ses pratiques comptables et, d'autre part, que cette autorisation doit être obtenue aussi bien lorsque le revenus requis du Distributeur est établi sur la base d'une méthode d'allègement règlementaire que dans le cadre d'un coût de service.

[51] La Régie juge important de rappeler ses attentes énoncées dans sa décision D-2008-067 :

> « *La Régie s'attend à ce que le rapport annuel soit établi, de façon usuelle, en fonction des principes qui étaient connus lors du dossier d'autorisation initial.*
>
> *La Régie est aussi d'avis que des changements de normes comptables ayant un effet sur les comptes de la base de tarification ne devraient valoir que pour le futur et donc ne devraient pas s'appliquer pour l'année en cours, à moins d'une autorisation spécifique à cet égard. La Régie demande donc à Gaz Métro de présenter, à l'avenir, de tels changements dans le cadre d'un dossier tarifaire et de ne les mettre en application qu'à compter de l'année tarifaire pour laquelle la Régie a donné son autorisation* »[18].

[52] La Régie note également que le Distributeur fait référence aux décisions D-2011-182[19] et D-2015-181[20] concernant l'approbation des changements apportés aux taux d'amortissement ainsi que l'approbation de nouvelles catégories d'immobilisation. La Régie rappelle que ces deux décisions ont porté sur des changements proposés par le Distributeur lors de dossiers tarifaires visant à déterminer des tarifs pour l'année à venir et non pour des changements déjà mis en application.

[53] **La Régie considère que, compte tenu que le changement appliqué semble, sans en faire un examen exhaustif, conforme aux pratiques de l'industrie, il n'y a pas lieu, exceptionnellement, de demander à Énergir de modifier son Rapport annuel 2019 en ce qui a trait au changement de pratique comptable relatif aux inspections par piston racleur.**

---

18 Dossier R-3654-2007, décision D-2008-067, p. 7 et 8.
19 Dossier R-3752-2011 Phase 2, décision D-2011-182, p. 102, par. 452.
20 Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision D-2015-181, p. 104, par. 374.

[54] La Régie constate par ailleurs qu'Énergir a déposé le 15 juin 2020, au dossier tarifaire R-4119-2020 relatif à l'année tarifaire 2020-2021, un amendement à sa preuve afin d'y inclure une demande d'autorisation concernant la création de nouvelles catégories d'actif, en sus de la demande de modification des taux d'amortissement de ses actifs originalement déposée[21].

[55] **Compte tenu de la preuve amendée déposée au dossier tarifaire R-4119-2020 et du paragraphe 54 de la présente décision, la Régie reporte au dossier tarifaire R-4119-2020 sa décision finale concernant le changement de pratique comptable relatif aux inspections par piston racleur.**

[56] **Par ailleurs, afin de faciliter l'examen des rapports annuels, la Régie ordonne à Énergir, pour les futurs dossiers de rapport annuel, de déposer une pièce attestant que les conventions, méthodes et pratiques comptables utilisées lors de l'établissement du rapport annuel soient conformes à celles autorisées lors du dossier tarifaire correspondant et dans le cas contraire, de mentionner les éléments discordants et d'en justifier la pertinence.**

2.3 FRAIS GÉNÉRAUX CORPORATIFS

[57] Les additions à la base de tarification comprennent, sous la rubrique des « Immobilisations », les « Frais généraux corporatifs » (FGC). Les FGC prévus au dossier tarifaire 2019 étaient de l'ordre de 17,3 M$[22] pour l'ensemble des projets supérieurs et inférieurs au seuil de 1,5[23] M$ inclus à la base de tarification. L'enveloppe globale des FGC au réel s'élève à 17,9 M$. Énergir présente, tel qu'il appert au tableau suivant, la répartition de l'enveloppe totale des FGC entre les projets inférieurs et ceux supérieurs ou égaux au seuil (supérieurs au seuil) inclus à la base de tarification en 2019 et hors base[24].

---

21 Dossier R-4119-2020, pièce B-0106, p. 12.

22 Pièce B-0032, p. 1.

23 En vertu du nouveau *Règlement modifiant le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie* (le Règlement modifié), approuvé par le gouvernement le 8 juillet 2019, et publié dans la Gazette officielle du Québec du 15 juillet 2019. Il entrera en vigueur le 15e jour suivant sa publication. Le seuil de 1,5 M$ applicable à Énergir est remplacé par un seuil de 4,0 M$.

24 Pièce B-0032, p. 4.

TABLEAU 4
RÉPARTITION DES FRAIS GÉNÉRAUX CORPORATIFS POUR 2019
ENTRE LES PROJETS > ET < SEUIL
(MILLIERS DE $)

	Prévu 2019	Réel 2019	écart 2019
Frais généraux corporatifs totaux pour 2019	17 846	20 000	2 163
(-) Allocation des frais généraux corporatifs pour projets hors base > seuil	(504)	(2 093)	(1 589)
Frais généraux corporatifs inclus dans la base de tarification en 2019	17 342	17 916	574
(-) Allocation des frais généraux corporatifs pour projets > seuil dans la base	(59)	(255)	(195)
Enveloppe résiduelle de frais généraux corporatifs alloués aux projets < à 1,5 M$ dans la base	17 283	17 661	379

Source : B-0032, p. 4, lignes 4 à 8.

[58] La Régie constate donc une hausse de 2,2 M$, soit 12,1 %, des FGC totaux au réel. Énergir justifie cette hausse provenant des dépenses d'exploitation principalement par le volume des dépenses et le taux de capitalisation qui ont été plus élevés au réel[25]. Énergir explique également les variations des dépenses d'exploitation par nature et par secteur[26] [Volet A]. Cependant, Énergir précise qu'en raison de la hausse, au réel, des investissements relatifs aux projets hors base supérieurs au seuil et au gaz naturel renouvelable (GNR) [Volet B], un montant additionnel de 1,6 M$ de FGC a été alloué à ces projets. Ce montant a donc eu pour effet de réduire la hausse observée pour le Volet A. Ainsi, la hausse résiduelle des FGC alloués aux additions incluses à la base de tarification est de 0,6 M$.

Volet A

[59] Énergir présente, pour les différents centres de coûts de l'entreprise, les dépenses assujetties et les taux de capitalisation[27] correspondants, ainsi que les écarts entre le budget autorisés et le réel dans la détermination des FGC applicables. Énergir justifie les écarts significatifs à la hausse observés, entre autres, pour les centres de coûts suivants en expliquant les problématiques survenues en cours d'année[28] :

---

25 Pièce B-0032, p. 7.
26 Pièce B-0023, annexe A, p. 1, tableau « Frais généraux capitalisés au 30 septembre 2019 - Par secteur ».
27 Pièce B-0023, annexe A, p. 1, tableau « Frais généraux capitalisés au 30 septembre 2019 - Par secteur ».
28 Pièces B-0023, annexe A, p. 1, tableau « Frais généraux capitalisés au 30 septembre 2019 - Par secteur », notes de bas de page et B-0174, p. 2 à 8, réponses aux questions 1.1 à 1.5.

- « Ing. régionale et projets spéciaux »;
- « Support construction et proj. Spéciaux »;
- « Prefab »;
- « Réseau – Amélioration du réseau »;
- « Transmission ».

[60] En particulier, pour le centre de coûts « *Réseau – Amélioration du réseau* », Énergir précise que la hausse des FGC correspondante à ce centre de coûts se justifie par l'impact de l'implantation, en cours d'exercice, de quatre nouvelles Règles d'or en santé et sécurité en lien avec la signalisation, le cadenassage, la conduite préventive et le travail en hauteur[29]. Énergir estime le total des dépenses relatives à l'application de ces quatre règles pendant l'année financière 2019, pour l'ensemble des centres de coûts de l'entreprise, à 3,3 M$ (Opex et Capex)[30].

[61] Énergir définit les Règles d'or comme suit :

- « […] *visent une meilleure maîtrise des risques des métiers d'Énergir, et en particulier certaines de ses activités. Elles s'articulent autour d'énoncés simples et clairs quant aux comportements clés attendus. Elles sont incontournables dans le cadre du travail, elles s'appliquent à tous et s'appuient sur trois principes fondamentaux : simplicité, clarté et rigueur dans son application* »[31].

- « […] *les risques critiques à potentiel de dangers de conséquence grave ou mortelle pour le travailleur. Une Règle d'or est encadrée par des comportements attendus et où le principe de la tolérance zéro est appliqué. Tout écart aux comportements attendus est géré par une intervention de la gestion, appuyée par les ressources humaines. Énergir, tout comme la CNESST, poursuit son engagement à l'égard des cibles de tolérance zéro sur les dangers à conséquence grave identifiés* »[32].

---

29 Pièces B-0023, annexe A, p. 1, tableau « Frais généraux capitalisés au 30 septembre 2019 - Par secteur », notes de bas de page et B-0174, p. 5, réponse à la question 1.4.

30 Pièce B-0193, p. 5, réponse à la question 1.3.

31 Pièce B-0174, p. 5, réponse à la question 1.4.

32 Pièce B-0193, p. 3, réponse à la question 1.1.

- « […] *visent le respect des exigences réglementaires et ne peuvent être dissociées de celles-ci. Dans son ensemble, le programme des Règles d'or a permis de réviser l'ensemble des exigences réglementaires, d'actualiser les outils de détection de risques, de bonifier les instructions de travail et de mettre à niveau les équipements de prévention qui ont permis d'actualiser la gestion des risques critiques* »[33].

- « *Tous les programmes de prévention SST et toutes les Règles d'or visent, au minimum, le respect en tout temps de l'application des exigences réglementaires obligatoires au Québec ou au Canada. Les objectifs des programmes de prévention et les Règles d'or sont : la réduction des risques à la source, l'accessibilité aux équipements de qualité de protection pour les travailleurs, la mise à jour des formations, et le maintien de procédures adéquates en fonction des risques à adresser.*

  S'articulant autour d'énoncés simples et clairs quant aux comportements clés à adopter, la Règle d'or est un outil pour s'assurer que les employés :

  - *Sachent exactement quoi faire, sans avoir à deviner ou à interpréter, pour bien gérer les* ***risques critiques*** *sur le terrain;*
  - *Reconnaissent l'importance accordée au respect de l'application des comportements clés qui sont liés à la notion de* ***tolérance zéro*** *de la CNESST quant aux écarts d'application* »[34].

- « […] *sont établies à partir d'une grille d'analyse de risques des différents postes et tâches à réaliser, sur la fréquence et la gravité potentielles des dangers et des risques et sur la base d'expériences vécues et d'incidents partagés à potentiel grave par différentes associations gazières ou compagnies. Les Règles d'or ont été définies avec la participation active des spécialistes en SST, des employés et des représentants syndicaux. Au total, dix Règles d'or sont visées. Un balisage des bonnes pratiques a été réalisé auprès de différentes compagnies, comme Enbridge, Rio Tinto et Anglo [American]. Un partage des bonnes pratiques en SST est aussi réalisé au sein d'un comité interentreprises où siègent des membres des compagnies suivantes : Énergir, Hydro-Québec, STM, Vidéotron et Bell* »[35].

---

33 Pièce B-0193, p. 4, réponse à la question 1.3.
34 Pièce B-0193, p. 3 et 4, réponse à la question 1.2.
35 Pièce B-0193, p. 5, réponse à la question 1.4.

[62] La Régie rappelle sa décision D-2019-124 rendue dans le cadre de l'examen du rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2018[36] (le Rapport annuel 2018) au sujet des règles en santé et sécurité :

> « *[39] La Régie retient que l'écart observé pour les FGC au réel en 2018, en lien avec les dépenses d'exploitation et les taux de capitalisation, découle de l'application permanente de nouvelles règles en matière de santé et sécurité au travail et de nouvelles normes en matière d'entretien préventif, lesquelles n'ont pu être anticipées au moment de la préparation de dossier tarifaire 2018. La Régie est satisfaite des justifications fournies par Énergir* ».

[63] Énergir confirme que les Règles d'or concernant la signalisation et le travail en hauteur sont les mêmes que celles mentionnées au dossier R-4079-2018[37] et qu'elles n'ont pu être prévues au dossier tarifaire 2019, même si elles ont été identifiées au réel au cours de l'exercice 2018 précédent[38]. Énergir explique que :

> « *La préparation en coût de service du dossier tarifaire 2019 s'est amorcée à la fin de l'été 2017, avant même le début de l'exercice financier 2018. Il était difficile pour Énergir de prévoir de façon précise quelles seraient les règles d'or en santé sécurité déployées et leurs impacts sur les dépenses d'exploitation de centres de coûts spécifiques* »[39].

[64] De plus, Énergir explique l'urgence d'implanter les Règles d'or en cours d'exercice, alors que cela n'était pas prévu au dossier tarifaire, par l'analyse de certains incidents à potentiel de conséquence grave survenus de 2017 à 2019 ayant justifié l'importance d'agir et d'implanter un programme de « Règles d'or » sur la base du principe directeur de la tolérance zéro, inspiré de celui de la Commission des normes, de l'équité, de la santé et de la sécurité au travail (la CNESST). De plus, lors de cette réflexion, un programme de « Leadership en action » de la haute direction a été mis en place. Énergir cite quelques exemples d'incidents à potentiel de conséquence grave survenus en 2018, dont les suivants :

---

36 Dossier R-4079-2018, décision D-2019-124, p. 16, par. 39.
37 Dossier R-4079-2018, pièce B-0175, p. 4 et 5, réponse à la question 2.2.
38 Pièce B-0174, p. 7, réponse à la question 1.4.
39 Pièce B-0174, p. 7, réponse à la question 1.4.

«

- *Fuite de gaz causée par un tiers et infiltration dans un bâtiment : une explosion s'est produite et a causé des brûlures au visage à un employé et un choc post-traumatique à un second employé d'Énergir;*
- *Chute en hauteur d'un travailleur d'Énergir lors du rallumage d'un appareil chez un client* »[40].

[65] Par ailleurs, Énergir confirme qu'il est possible que de nouvelles Règles d'or soient implantées en cours d'exercice, en complément à celles prévues au dossier tarifaire[41]. Cependant, Énergir précise que les coûts afférents à l'implantation de deux nouvelles Règles d'or au cours de l'exercice 2020-2021 sont considérés dans le dossier tarifaire en élaboration, soit le dossier tarifaire 2020-2021 (dossier R-4119-2020)[42]. Énergir informe également la Régie qu'un plan d'implantation de futures Règles d'or est prévu pour les prochaines années en précisant les Règles d'or anticipées[43].

[66] La Régie comprend que la détermination et l'application des Règles d'or visent le respect des exigences réglementaires tant au Québec qu'au Canada et encadrent les « *comportements clés attendus* » propres aux opérations d'Énergir afin de réduire les risques à la source, dans l'objectif du maintien de la santé et la sécurité de ses employés.

[67] La Régie retient que les Règles d'or sont fondées, entre autres, sur un balisage réalisé auprès de différentes entreprises comme Enbridge, Rio Tinto et Anglo American et sur un partage des bonnes pratiques en SST réalisé au sein d'un comité interentreprises où siègent des membres des compagnies suivantes : Énergir, Hydro-Québec, STM, Vidéotron et Bell. La Régie est d'avis que la démarche d'Énergir par ces initiatives permet une certaine cohérence dans l'approche de la gestion des risques en matière de santé et sécurité et l'encourage dans ce sens.

[68] Dans l'objectif de comprendre la hausse des coûts des FGC au réel pour ces aspects, la Régie est satisfaite de la justification donnée par Énergir selon laquelle certaines Règles d'or aient été appliquées en cours d'exercice et n'aient pas été prévues au dossier tarifaire.

---

40 Pièce B-0193, p. 6, réponse à la question 1.5.
41 Pièce B-0193, p. 6, réponse à la question 1.6.
42 Pièce B-0193, p. 7, réponse à la question 1.7.
43 Pièce B-0193, p. 7, réponse à la question 1.7.

[69] Ainsi, même si l'objectif de l'examen d'un rapport annuel est de comparer une prévision du dossier tarifaire à l'exercice réel, la Régie comprend que des circonstances nécessitant l'urgence d'agir en matière de sécurité puissent justifier une intervention en cours d'exercice. **En conséquence, dans la justification des écarts significatifs des dépenses d'exploitation et des taux de capitalisation ayant un impact sur l'enveloppe globale des FGC au réel en lien avec l'application de Règles d'or qui n'étaient pas prévues au dossier tarifaire, la Régie demande à Énergir, dans le cadre des prochains dossiers de rapports annuels, de préciser les Règles d'or visées, ainsi que la justification de l'intervention d'urgence en cours d'exercice et l'exigence réglementaire correspondante.**

[70] La Régie note que les coûts afférents à l'implantation de deux nouvelles Règles d'or au cours de l'exercice 2020-2021 sont considérés dans le dossier tarifaire 2020-2021 (dossier R-4119-2020).

[71] La Régie note qu'un plan d'implantation de futures Règles d'or est déjà prévu par Énergir pour les prochains exercices. Les Règles d'or visées par ce plan sont les suivantes selon l'exercice :

> «
> - *2019-2020 : Travail en tranchée / excavation;*
> - *2020-2021 : Espaces clos; Travail à chaud;*
> - *2021-2022 : Protection respiratoire; Travaux de levage; Travail en milieu isolé* »[44].

[72] Ainsi, la Régie s'attend à ce que l'implantation de ces Règles d'or soit prévue aux prochains dossiers tarifaires correspondants. **Par ailleurs, la Régie demande à Énergir de lui fournir, dans le cadre des dossiers tarifaires, son plan triennal d'implantation des Règles d'or en santé et sécurité.**

---

[44] Pièce B-0193, p. 7, réponse à la question 1.7.

Volet B

[73] La Régie constate que le nombre élevé de projets hors base[45] au réel[46], qui n'ont pu être prévus au dossier tarifaire, a eu pour effet de réduire l'enveloppe des FGC allouée au réel aux projets inférieurs au seuil. La Régie note que des projets de GNR sont également considérés dans ce groupe de projets hors base. En lien avec le seul projet hors base prévu au dossier tarifaire qui a été abandonné en cours d'exercice, Énergir explique que la MRC de Beauharnois a décidé d'annuler son dernier appel d'offres et a choisi dernièrement d'opter pour le compostage plutôt que la biométhanisation[47].

[74] **La Régie est satisfaite de la justification donnée en lien avec le volet B.**

2.4 RÉSULTATS DES INDICES DE MAINTIEN DE LA QUALITÉ DE SERVICE

[75] Pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 2019, le pourcentage global de réalisation des indices de qualité de service atteint par le Distributeur est de 100 %. Ce résultat global est établi selon la moyenne pondérée des pourcentages de réalisation de chaque indice, telle qu'autorisée par la Régie dans sa décision D-2013-106[48].

---

45 Dossier R-4079-2018, pièce B-0175, p. 2, réponse à la question 1.2 : un projet hors base est un projet qui n'a pas encore fait l'objet d'une autorisation par la Régie mais qui fera, en général, l'objet d'une demande d'autorisation par la suite.

46 Pièce B-0032, p. 4, lignes 9 à 25.

47 Pièce B-0174, p. 8, réponse à la question 2.1.

48 Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision D-2013-106, p. 139.

TABLEAU 5
INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE POUR 2019

Indices de qualité de service	Pondération (%)	Résultat individuel (%)	Pourcentage de réalisation (%)
1) Entretien préventif	10	100,7	100,00
2) Rapidité de réponse aux urgences	20	93,8	100,00
3) Rapidité de réponse aux appels téléphoniques	10	94,8	100,00
4) Fréquence de lecture des compteurs	10	99,7	100,00
5) ISO 14001:2015 [rapport BNQ]	10	100,0	100,00
6) Émissions de gaz à effet de serre	10	100,0	100,00
7) Satisfaction de la clientèle des tarifs D_1 et D_3	15	94,3	100,00
8) Satisfaction de la clientèle des tarifs D_4 et D_5	5	97,0	100,00
9) Procédure de recouvrement et d'interruption de service	10	100,0	100,00

Source : Pièce B-0182.

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

2.5 PLAN D'APPROVISIONNEMENT

2.5.1 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

[77] Énergir dépose sous la pièce B-0060[49], le suivi relatif à l'évolution des outils d'approvisionnement et aux transactions effectuées à partir des outils de transport et d'entreposage et demande à la Régie d'en prendre acte.

[49] Pièce déposée originalement sous la cote B-0060 en version caviardée (B-0059 sous pli confidentiel), révisée et subséquemment déposée sous la cote B-0183 en version caviardée (B-0184 sous pli confidentiel).

[78] Dans sa décision D-2018-158[50], la Régie constatait un déficit d'approvisionnement pour les quatre années du Plan d'approvisionnement, une fois pris en compte le besoin d'une marge excédentaire pour les deux dernières années., La Régie notait l'achat d'une capacité de transport FTLH de 491 10^3m^3/jour (18 600 GJ/jour) pour la période d'hiver 2018-2019[51] afin de répondre au déficit d'outils d'approvisionnement pour la première année.

[79] À la suite des résultats de la révision budgétaire 0/12 et d'une réévaluation de la demande continue en journée de pointe, le Distributeur a procédé à des ventes *a priori* de 177,8 10^3m^3/jour (6 737 GJ/jour) en capacités de transport *Firm Transportation Short Haul* (FTSH) Parkway ainsi que des ventes de capacités de transport M12 associées entre Dawn et Parkway de 173,4 10^3m^3/jour (6 571 GJ/jour)[52].

TABLEAU 6
VENTES *A PRIORI* EN CAPACITÉS DE TRANSPORT POUR L'ANNÉE 2018-2019

Type d'approvisionnement	**Période**		**Quantité**	
	Début	**Fin**	**GJ/jour**	**10^3m^3/jour**
Transport FTSH				
Parkway – EDA	2018-11-01	2019-03-31	6 737	178
Transport Union M12				
Dawn – Parkway	2017-11-20	2018-03-31	6 571	173
Volumes ventes réels 2017-2018 (10^3m^3)			**46 362**	
Prix unitaire moyen (¢/m^3)			**3,488**	
Revenus ventes (000 $)			**1 617**	

Source : Pièce B-0183, p. 2 et 4, tableau 1 et annexe 1, p. 2. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

50 Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision D-2018-158, p. 27, par. 67.
51 Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision D-2018-158, p. 27, par. 68.
52 Pièce B-0060, p. 2.

[80] Énergir explique que la baisse de capacité excédentaire constatée lors de la révision budgétaire 0/12, comparativement à celle identifiée au dossier tarifaire s'explique principalement par un changement de l'hiver de référence et des paramètres de régression au 0/12, un changement dans la méthodologie de l'évaluation de la journée pointe et un nombre plus élevé de nouvelles ventes et une consommation plus forte que prévue attribuable à des conditions économiques plus favorables qu'anticipées[53].

[81] Le Distributeur présente également les explications relatives aux écarts des coûts en transport et en équilibrage prévus et réalisés pour l'année 2018-2019[54].

[82] **La Régie prend acte de la stratégie d'approvisionnement d'Énergir et des explications relatives à la demande réelle et aux sources d'approvisionnements gaziers appliquées pour l'année 2018-2019 et s'en déclare satisfaite.**

2.5.2 TRANSACTIONS D'OPTIMISATION FINANCIÈRE POUR BONIFICATION

[83] Au cours de l'année 2018-2019, Énergir a réalisé 537 transactions de cessions d'optimisation, d'échanges, d'achats et de vente de fourniture ainsi que de prêts d'espace en entreposage, sujettes à bonification, pour des revenus et des économies totalisant 3 036 009 $.

[84] Le tableau suivant présente les transactions ainsi que les revenus et les économies réalisées par Énergir en 2018-2019[55].

---

53 Pièce B-0060, p. 2.

54 Pièce B-0044, p. 8 et 9.

55 En réponse à la DDR no 2 de la Régie, le Distributeur a mis à jour la pièce B-0183 ainsi que les tableaux en annexe.

TABLEAU 7
REVENUS ET ÉCONOMIES RÉALISÉES
POUR LES TRANSACTIONS FINANCIÈRES DE L'ANNÉE 2018-2019

	Nombre de transactions réalisées	Revenus Totaux ($)	Revenus Transport ($)	Revenus Équilibrage ($)
REVENUS				
Cession d'optimisation				
Cession FTSH / M12 avec droit de rappel	3	1 036 999	845 051	191 949
Cession FTSH avec droit de rappel	2	90 500	72 780	17 720
Cession FTSH avec compensation financière	1	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Échange				
Échange Dawn-East Hereford	400	711 295	572 023	139 272
Échange Dawn-Iroquois	13	70 432	56 642	13 791
Échange Dawn-NBJ	65	149 106	119 911	29 195
Échange Dawn-Union EDA	1	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Échange Dawn-Union NDA	3	7 600	6 112	1 488
Échange Dawn-SSMDA	16	31 425	25 272	6 153
Échange Suffield-Empress	14	57 890	46 555	11 335
Échange Dawn-Parkway	3	4 032	3 242	789
Échange période	3	84 433	0*	84 433*
Prêts d'espace d'entreposage	3	209 622	0	209 622
Total Revenus	527	2 582 648	1 851 582*	731 066*
Économies				
Achats de transport Dawn-Parkway	7	6 417	0	0
Vente de fourniture à Dawn	3	446 944	0	0
Total Économies	10	453 361	0	0
TOTAL	**537**	**3 036 009**	**1 851 582***	**731 066***

Source : Énergir, Pièce B-0183, p. 6, tableau 2. Les écarts observés sont dus aux arrondis. Pièce déposée sous pli confidentiel B-0184.
** Information mise à jour dans la pièce révisée le 20 avril 2020.*

[85] Comme Énergir ne demande pas la bonification pour certaines transactions, le tableau suivant présente le sommaire des données relatives à la bonification demandée par le Distributeur.

TABLEAU 8
TRANSACTIONS POUR LESQUELLES
ÉNERGIR DEMANDE LA BONIFICATION

Année 2019	Nombre de transactions	Revenus et économies ($)	Bonification 10 % ($)
Transactions pour lesquelles Énergir demande la bonification	**531**	**2 639 975**	**236 997**

Source : Énergir, Pièce B-0183, p. 7, tableau 3.

[86] En réponse à la DDR n°1 de la Régie portant sur la transaction « *Échange période* », Énergir a mis à jour la pièce B-0183 et les tableaux en annexe de cette pièce[56].

[87] La Régie constate que les revenus de transports (-67,9 k$) et d'équilibrage (+67,9 k$) ont été modifiés depuis le dépôt initial de la pièce B-0060. Elle constate également que les effets de ces modifications sur le trop-perçu relié au service de transport et le manque à gagner relié au service d'équilibrage sont marginaux. En conséquence, la Régie ne juge pas nécessaire d'ordonner que les autres pièces relatives aux trop-perçus et manque à gagner soient mises à jour afin de tenir compte de ces changements.

[88] En suivi de la décision D-2016-111[57], Énergir présente les explications et les détails pour chaque type de transaction financière effectuée et considérée aux fins de la bonification[58].

Présentation de l'information et intégrité des transactions financières

[89] En réponse à la DDR n°1 de la Régie relative aux outils d'approvisionnement liés à ces transactions d'optimisation, le Distributeur a mis à jour le document *Évolution des outils*

---

56 Pièce B-0183.
57 Dossier R-3951-2015, décision D-2016-111, p. 26, par. 66.
58 Pièce B-0183 déposée en version caviardée et pièce B-0184 (sous pli confidentiel), p. 7 à 11 et à l'annexe 2.

d'approvisionnement et examen des transactions effectuées à partir des outils de transport et d'entreposage année 2018-2019[59] et présente l'information suivante :

TABLEAU 9
OUTILS D'APPROVISIONNEMENT UTILISÉS POUR LES TRANSACTIONS FINANCIÈRES

Catégories de transactions	Outils utilisés
Échange Dawn-East Hereford	Transport
Échange Dawn-Iroquois	Transport
Échange Dawn-NBJ	Transport
Échange Dawn-Union EDA	Transport
Échange Dawn-Union NDA	Transport
Échange Dawn-SSMDA	Transport
Échange Suffield – Empress	Transport
Échange période	Équilibrage
Prêt d'espace d'entreposage	Équilibrage

Source : Énergir, réponse à la DDR no1 de la Régie, Pièce B-0174 , réponse à la question 20.1, p. 41.

[90] La Régie constate que sept catégories de transactions financières impliquent l'utilisation d'outils de transport alors que deux catégories impliquent l'utilisation d'outils d'entreposage.

[91] Énergir présente le détail des transactions financières ainsi que les revenus de transport et d'équilibrage réalisés[60]. Le Distributeur ne demande pas à être bonifié pour deux transactions *Cession FTSH avec droit de rappel* ayant généré des revenus totaux de 90 500 $ car ces transactions se sont étendues sur les mois d'avril à septembre 2018 ou octobre 2018. Ces transactions s'étendent donc sur les années financières 2017-2018 et 2018-2019[61].

---

59 Ce document a été déposé initialement sous la cote B-0060 en version caviardée (B-0059 sous pli confidentiel). Une version révisée a été déposée sous la cote B-0183 en version caviardée (B-0184 sous pli confidentiel).

60 Pièce B-0060, annexe 2.

61 Pièce B-0183, p. 8.

[92] En réponse à la DDR n°1 de la Régie[62], Énergir précise la période effective pour chaque transaction réalisée au cours de l'année 2018-2019, notamment pour les transactions « Cession FTSH/M12 avec droit de rappel EDA-Parkway » et de « Cession FTSH avec droit de rappel ». Conséquemment, Énergir dépose la mise à jour de l'annexe 2 de la pièce B-0060 sous la cote B-0183[63].

[93] Afin de permettre l'examen de la conformité des transactions, le Distributeur doit s'assurer que les transactions qu'il présente correspondent aux dates effectives des transactions, tel qu'indiqué à la décision D-2016-111[64].

[94] **La Régie demande à Énergir de présenter, à compter du prochain rapport annuel, l'information relative aux transactions financières en utilisant le même format que celui fourni en réponse à la DDR n°1 de la Régie et la pièce révisée déposée sous la cote B-0183 en ce qui a trait aux outils d'approvisionnement utilisés pour les transactions financières et les dates effectives des transactions.**

[95] La Régie note qu'Énergir a réalisé trois transactions sous la catégorie « Échange période ». Ces trois transactions représentent des revenus de 84 433 $. La Régie retient que :

- ces trois transactions ont été réalisées à l'intérieur de l'année tarifaire 2018-2019[65];
- le Distributeur a reçu d'un tiers une quantité de gaz naturel sur une période qu'il a remise sur une période subséquente au même point contre rémunération[66];
- ces transactions impliquent l'utilisation d'entreposage hors-franchise[67];
- Énergir reçoit une quantité de gaz naturel appartenant à une contrepartie à un moment donné, et remet cette même quantité à la contrepartie à un autre moment. Énergir ne détient aucun droit sur le gaz naturel, lequel demeure la propriété de la contrepartie. Énergir ne peut donc l'utiliser comme outil[68].

---

62 Pièce B-0174, p. 42, réponse à la question 21.1.
63 Pièce B-0183 en version caviardée et sous pli confidentiel sous la cote B-0184.
64 Dossier R-3951-2015, décision D-2016-111 p. 26, par. 66.
65 Pièce B-0183, p. 14, tableau de l'annexe 2.
66 Pièce B-0183, p. 11.
67 Pièce B-0193, p. 18, réponse à la question 4.1.1.
68 Pièce B-0193, p. 19, réponse à la question 4.2.

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

[97] **La Régie se déclare satisfaite et prend acte de l'information déposée par le Distributeur relativement aux transactions financières éligibles à la bonification.**

[98] **En conséquence, la Régie prend acte du fait qu'Énergir a droit à une bonification de 0,24 M$ reliée aux transactions d'optimisation financières et à l'optimisation de son plan d'approvisionnement.**

2.5.3 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS APPARENTÉES

[99] Conformément à la décision D-2017-041 en ce qui a trait à la « *Procédure d'approbation des contrats d'optimisation et d'approvisionnement en gaz naturel auprès de sociétés apparentées* »[69], Énergir dépose les suivis relatifs aux transactions effectuées au cours de l'année 2018-2019 avec les sociétés apparentées du groupe corporatif, selon les trois catégories de transactions suivantes :

- achats de gaz naturel de moins d'un an;
- achat ou optimisation de capacités de transport;
- achat ou optimisation de capacités d'entreposage[70].

[100] Pour l'année 2018-2019, Énergir mentionne avoir conclu des transactions d'achats de gaz naturel de moins d'un an auprès de deux sociétés apparentées : Tidal Energy Marketing Inc. (Tidal Energy) et Gaz Métro GNL S.E.C. Elle présente les détails de ces transactions aux annexes 1 à 3 de la pièce B-0066[71].

---

69 Dossier R-3987-2016 Phase 1, décision D-2017-041, p. 23.
70 Pièces B-0067, p. 2, et B-0066, p. 2 et annexes 1 à 3 (sous pli confidentiel).
71 Pièce B-0066, annexes 1 à 3 (sous pli confidentiel).

[101] La Régie constate que les transactions d'achat de gaz naturel de moins d'un an, selon un prix fixe et à indice, effectuées avec la société apparentée Tidal Energy, ont été avantageuses ou comparables aux prix offerts par d'autres fournisseurs potentiels[72].

[102] Par ailleurs, la Régie constate que le Distributeur a effectué des transactions d'achat de gaz provenant de l'évaporation produite par le train de liquéfaction n° 2 de Gaz Métro GNL S.E.C[73]. [redacted].

[103] Ces transactions d'achat d'évaporation ont été approuvées dans le cadre du dossier R-4079-2018[74]. La Régie était d'avis que ces transactions d'achat d'évaporation produite par le liquéfacteur n° 2 de Gaz Métro GNL S.E.C. avaient été conclues dans l'intérêt de sa clientèle puisqu'elles permettent d'éviter les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère et qu'elles ont un effet neutre sur les coûts d'achat de gaz naturel.

[104] Enfin, la Régie note que le Distributeur a effectué des transactions d'achat de GNR avec la société apparentée Tidal Energy[75].

[105] Dans le cadre de sa décision, D-2019-124[76], la Régie avait reconnu, pour les volumes de GNR en m^3 contractés auprès de Tidal Energy, le coût réel déboursé pour l'acquisition de ce GNR et les revenus qui auraient été générés par la vente de ce GNR, s'il avait été vendu au tarif du gaz de réseau. Conséquemment, la Régie reconnaît les transactions réalisées entre le 1er octobre 2018 et le 18 juin 2019, celles-ci ayant été réalisées en vertu des mêmes modalités.

[106] Par ailleurs, pour les transactions subséquentes du 19 juin 2019 au 30 septembre 2018, la Régie constate qu'elles ont été réalisées en conformité avec les

---

72 Pièce B-0066, p. 1, annexe 1 (sous pli confidentiel).
73 Pièce B-0066, p. 1, annexe 2 (sous pli confidentiel).
74 Dossier R-4079-2018, décision D-2019-124, p. 30, par. 92.
75 Pièce B-0066, p. 14, annexe 3 (sous pli confidentiel).
76 Dossier R-4079-2018, décision D-2019-124, p. 30, par. 92 et p. 31, par. 93.

dispositions de la décision D-2019-107[77] relatives au tarif GNR d'application provisoire pour cette période.

[107] Énergir dépose les données du compte d'écart, les données de volume et de prix relatives aux coûts réels d'approvisionnement pour chaque fournisseur, ainsi que les volumes, les revenus et les prix réellement perçus pour la vente de GNR[78].

[108] Les données présentées par Énergir indiquent que les transactions d'achat de GNR réalisées entre le 1er octobre 2018 et le 18 juin 2019 ont été comptabilisées en tenant compte du coût d'achat réel déboursé et que les ventes de GNR tiennent compte des revenus générés comme si le GNR avait été vendu au tarif du gaz de réseau.

[109] Par ailleurs, pour les transactions réalisées depuis le 19 juin 2019, les revenus ont été perçus au prix prévu dans le tarif GNR d'application provisoire. Ainsi, aucun écart associé aux revenus provenant de la vente de GNR n'est comptabilisé dans le compte de frais reportés depuis cette date[79]. L'information déposée par le Distributeur indique que l'ensemble des achats de GNR ont été réalisés à des coûts conformes aux dispositions de la décision D-2019-107[80].

[110] Finalement, en réponse à une DDR[81] de la Régie, le Distributeur confirme que le coût du capital prospectif a été utilisé afin de calculer les intérêts capitalisés pour le solde des frais reportés pour les achats de GNR[82].

[111] Énergir indique n'avoir effectué aucun achat ni aucune optimisation de capacités de transport auprès de sociétés apparentées au cours de l'année 2018-2019.

[112] Le Distributeur mentionne également, avoir conclu une transaction d'achat de capacité d'entreposage pour la période du 1er novembre 2018 au 30 avril 2019, auprès d'une société apparentée, soit Enbridge Gas. Les caractéristiques de ce contrat ont été

---

77 Dossier R-4008-2017, décision D-2019-107, p. 46, par 180.
78 Pièce B-0071.
79 Pièce B-0071, Tableau de l'annexe 1.
80 Dossier R-4008-2017, décision D-2019-107, p. 39, par 160.
81 Pièce B-0193, p. 15, réponses aux questions 3.1 et 3.2.
82 Pièce B-0035, p. 1, ligne 41.

approuvées par la Régie dans sa décision D-2018-158[83]. Dans le cadre du dossier tarifaire 2019-2020, le Distributeur a présenté l'analyse de cette transaction sur la base des coûts globaux de même que la démonstration que ce contrat est le plus avantageux sur le plan économique. Dans sa décision D-2019-141[84], la Régie en prenait acte.

Opinion de la Régie

[113] **La Régie est satisfaite des informations présentées aux annexes 1 à 3 de la pièce B-0066 pour les transactions entre sociétés apparentées au cours de l'année 2018-2019. Pour l'ensemble des motifs qui précèdent, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2017-041.**

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

[115] **La Régie prend acte du suivi déposé à la pièce B-0071. Pour les transactions du 1er octobre 2018 au 18 juin 2019, la Régie déclare l'information déposée conforme aux paragraphes 92 et 93 de la décision D-2019-124. Pour les transactions du 19 juin au 30 septembre 2019, la Régie déclare l'information conforme à la décision D-2019-107.**

2.6 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

2.6.1 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2019

2.6.1.1 Comparaison du plan de développement dossier tarifaire 2019 et réel

[116] Énergir présente la comparaison entre le plan de développement du dossier tarifaire 2019 et les résultats réels *a priori* pour l'exercice terminé le 30 septembre 2019

83 Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision D-2018-158, p. 38, par. 158.
84 Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision D-2019-141, p. 69, par. 304.

pour les ventes aux nouveaux clients, les ajouts de charge et les ventes totales[85]. Pour les secteurs Résidentiel et Affaires (total PMD), le plan de développement présente une meilleure rentabilité que celle prévue initialement. Au global, pour ces deux marchés, le taux de rendement interne (TRI) s'élève à 17,66 % (indice de profitabilité (IP) de 2,7), comparativement à 14,14 % (IP de 2) prévu initialement, en hausse par rapport au TRI 2018 réel de 16,17 % pour ces deux marchés[86].

[117] Pour le marché Résidentiel, la Régie constate que la hausse de 20,16 % des volumes totaux, combinée à une baisse de 27,2 % du nombre de clients et des investissements quasi-identiques, résulte en un TRI légèrement supérieur à celui prévu, passant de 9,74 % à 10,66 %, ce qui correspond dans les deux cas à un IP de 1,7. La Régie observe également que le point mort tarifaire est d'un an au réel en 2019.

[118] Pour le marché Affaires, lequel inclut les projets de renforcement du réseau de distribution et de cas d'exception, la Régie note, pour les investissements totaux, une tendance à la baisse de 49,4 %, avec, cependant, une tendance à la hausse des volumes de 9,8 %, pour une baisse de 7,6 % du nombre de clients. Il en résulte une hausse de 6,87 % du TRI pour le marché Affaires, avec un point mort tarifaire demeurant à un an.

[119] La Régie note que, pour l'année 2018-2019, Énergir a approuvé huit projets de renforcement pour un investissement total de 1,7 M$, comparativement à une prévision de 2,3 M$ au dossier tarifaire 2018-2019. Le plan de développement inclut également un montant de 0,4 M$ pour deux projets de parcs industriels et deux projets de repavage, soit 1,1 M$ de moins que l'enveloppe maximale fixée par la Régie dans la décision D-2018-080[87] pour la réalisation de l'ensemble de ces projets de cas d'exception.

[120] En ce qui concerne la clientèle Grand débit, pour laquelle Énergir prévoyait un TRI de 211,36 % dans le dossier tarifaire 2019, la Régie constate que le raccordement du client initialement prévu n'a pas été réalisé en 2019. Énergir n'anticipe pas qu'il puisse se réaliser en 2019-2020 puisque les conditions requises pour que le projet aille de l'avant ne sont pas réunies pour ce client Grand débit[88]. Toutefois, Énergir a tout de même raccordé quatre autres clients Grand débit qui n'étaient pas prévus à la Cause tarifaire,

---

85 Pièce B-0079, annexes 1 à 3.
86 Dossier R-4079-2019, pièce B-0089, ligne 38, colonne 14.
87 Dossier R-3867-2013 Phase 3B, décision D-2018-080, p. 92, par. 390.
88 Pièce B-0174, p. 11, réponse à la question 3.6.

pour un volume total représentant 22,5 % du volume initialement prévu pour le client qui n'a pas été raccordé au réel. Il en résulte un TRI de 9,04 % au réel.

[121] La Régie retient que le client Grand débit initialement prévu n'a pas été raccordé pour des raisons qui ne relèvent pas d'Énergir et conclut, néanmoins, que l'effet de ce non-raccordement est marginal sur le TRI global.

[122] Ainsi, tous les marchés confondus, le plan de développement affiche une rentabilité supérieure, au réel, à celui déposé au dossier tarifaire 2018-2019. En effet, la rentabilité *a priori* est de 17,60 % (IP de 2,7), pour un point mort tarifaire d'un an, comparativement à un TRI de 13,99 % (IP de 2,3) prévu lors du dossier tarifaire 2018-2019.

[123] Par ailleurs, la rentabilité *a priori* du plan de développement global qui inclut celle des projets majeurs présente une rentabilité un peu plus faible que celle du plan de développement, soit un TRI de 15,51 % (IP de 2,5 contre un IP de 2,7) qui s'explique par le fait que les résultats agrégés des projets au-dessus du seuil sont plus faibles (IP de 1,3) que les résultats du plan de développement.

[124] **La Régie prend acte du suivi relatif à la rentabilité *a priori* du plan de développement 2019 et s'en déclare satisfaite.**

2.6.1.2 Contribution financière des clients

[125] Le plan de développement présente les contributions[89] des clients qui regroupent la contribution de raccordement de 300 $ ainsi que toutes les autres contributions faites par ces derniers.

[126] Dans la décision D-2018-080[90], la Régie a modifié des portions de l'article 4.3.4 du texte des *Conditions de service et Tarif* comme suit :

---

89 Pièce B-0080, annexe 3, ligne 24.

90 Dossier R-3867-2013 Phase 3B, décision D-2018-080, p. 69, par. 272.

> « *[272] La Régie est d'avis qu'une modification de l'article 4.3.4 des Conditions de service et Tarifs est nécessaire dans une perspective d'équité entre les clients. Pour cette raison, la Régie ordonne la modification de cet article afin qu'il se lise comme suit :*
>
> > *"Lorsque les revenus générés par le raccordement de l'adresse de service au réseau de distribution ne permettent pas au distributeur de rentabiliser ses investissements, selon l'évaluation du coût des travaux requis, aux conditions approuvées par la Régie de l'énergie, le distributeur doit, à la conclusion du contrat, convenir avec le client d'une contribution financière à payer par le client, sauf dans des cas exceptionnels qui devront être justifiés a posteriori à la Régie. Les frais de raccordement prévus à l'article 4.3.2 peuvent s'ajouter à cette contribution. Le Distributeur peut aussi convenir, avec le client, d'une obligation minimale annuelle*" [notre soulignement]
> >
> > […] ».

[127] Depuis, Énergir est donc tenue de justifier à la Régie les cas pour lesquels un client a été exonéré de la contribution financière requise afin de rentabiliser son raccordement. Énergir fait valoir que les modifications à l'article 4.3.4 des *Condition de service et Tarif* sont intervenues quelques mois avant le début de l'année financière 2018-2019, ce qui lui a laissé peu de temps pour évaluer ses pratiques et, au besoin, revoir ses façons de faire, particulièrement en ce qui a trait à l'approche de masse qui s'appuie sur sa force de vente externe, soit les partenaires certifiés en gaz naturel (PCGN).

[128] Par ailleurs, Énergir explique que l'année financière 2018-2019 coïncidait aussi avec les phases de développement, de tests et de déploiement de la solution informatique pour la gestion de la relation de la clientèle qui monopolisaient un nombre important de ressources des secteurs des ventes et du marketing. Ainsi durant l'exercice 2018-2019, Énergir n'a pas été en mesure de réévaluer en profondeur ses pratiques, mais a toutefois débuté une réflexion sur ses pratiques commerciales et sur les moyens qu'elle aurait à déployer pour introduire des changements auprès de sa force de vente externe. Énergir anticipe terminer sa réflexion sur cet enjeu au courant de l'année 2019-2020[91].

[129] C'est dans ce contexte qu'en 2018-2019, Énergir a complètement, ou partiellement, exonéré 312 clients d'une contribution financière. Énergir fait valoir que

---

[91] Pièce B-0079, p. 4.

ces clients sont inclus au marché Petit et moyen débits (PMD) du plan de développement *a priori* 2018-2019 dont l'indice de profitabilité est de 2,7 comparativement à 2,0 au dossier tarifaire. Énergir précise que ce nombre de 312 clients ayant été complètement ou partiellement exonérés de payer une contribution en 2018-2019 est représentatif des trois dernières années[92].

[130] La grande majorité des cas provient de clients signés par la force de vente externe d'Énergir. Les différents cas de clients dispensés de payer une contribution sont regroupés en quatre catégories décrites par Énergir[93].

[131] Énergir indique qu'elle poursuit ses analyses des cas identifiés afin de nourrir sa réflexion sur ses pratiques commerciales et identifier les moyens pour réduire le nombre total d'exonérations de contribution. De plus, Énergir ajoute qu'elle utilise déjà de nombreux outils de ventes standardisés pour l'approche de masse. Ces outils feront l'objet d'améliorations dans le cadre de la réflexion qu'Énergir a entamé en 2019-2020 sur ses pratiques commerciales et viseront la « *diminution importante des cas de figure* » d'exonération de contribution, partielle ou complète, « *tout en s'assurant que les méthodes mises en place visent l'équilibre entre les coûts de développement, la simplicité opérationnelle et l'expérience client* »[94].

[132] Enfin, Énergir indique qu'elle informera la Régie des changements apportés à ses pratiques commerciales et des moyens déployés auprès de sa force de vente externe dans le cadre de l'examen du dossier du rapport annuel 2020.

[133] La Régie réitère sa préoccupation en lien avec l'exonération partielle ou complète de contribution dont bénéficient certains clients et qui a pour conséquence de rendre leurs branchements non rentables, au détriment du reste de la clientèle. La Régie rappelle le caractère exceptionnel de l'exonération de contribution tel que le prévoit l'article 4.3.4 des *Conditions de service et Tarif*.

[134] De plus, la Régie constate que le nombre de clients exonérés de contribution au cours des trois derniers exercices représente, pour chaque exercice, presque 10 % du

---

92 Pièce B-0174, p. 10, réponse à la question 3.1.
93 Pièce B-0079, p. 4 et 5.
94 Pièce B-0174, p. 11, réponse à la question 3.4.

nombre total de 3281 nouveaux clients raccordés en 2019 au réel[95] et est d'avis qu'il s'agit d'une proportion importante.

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

- **les conclusions de sa réflexion entamée en 2019-2020 sur ses pratiques commerciales afin de diminuer de façon importante les cas de figure d'exonération de contribution, partielle ou complète;**

- **les pistes d'améliorations mises en place ou prévues, notamment en lien avec la standardisation des outils de vente permettant le calcul des contributions à exiger, ainsi que l'échéancier de leur implantation, le cas échéant.**

[136] **De plus, la Régie demande à Énergir de fournir, dans le cadre du dossier du rapport annuel 2020, dans la perspective du suivi requis auprès de la Régie par l'application de l'article 4.3.4 des *Conditions de service et Tarif*, les volumes impliqués dans les branchements non rentables des clients partiellement ou complètement exonérés de contribution.**

2.6.2 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2016 *A POSTERIORI* APRÈS TROIS ANS

[137] Énergir présente, pour les marchés Résidentiel et Affaires, une analyse de la rentabilité *a posteriori* du plan de développement 2016 ainsi qu'une explication des écarts significatifs entre les résultats *a priori* et *a posteriori*, soit après trois ans[96].

[138] Selon la grille tarifaire d'origine, le TRI *a posteriori* du marché Résidentiel est de 7,68 % comparativement à un TRI *a priori* de 8,51 %, soit une diminution de 0,83 %. Le point mort *a posteriori* est de 15,64 ans comparativement à un point mort *a priori*

---

95 Pièce B-0079, annexe 2, ligne 1 et colonne 14.
96 Pièce B-0080.

de 13,44 ans, soit une hausse de 2,20 ans. Selon les tarifs réels, le TRI *a posteriori* s'élève à 7,43 % et le point mort se situe à 17,22 ans.

[139] Énergir justifie la diminution du TRI de 0,83 % principalement par une hausse des investissements totaux de 2,6 M$ ou 18 % qui est principalement attribuable au segment des nouveaux clients du marché Résidentiel, lequel présente des investissements plus élevés que prévu pour un montant de 2,5 M$. La hausse des investissements totaux de 2,6 M$ et leur étalement dans le temps expliquent en majeure partie l'écart de 2,20 ans que l'on observe entre le point mort *a posteriori* et le point mort *a priori*[97].

[140] Dans le marché de la nouvelle construction, Énergir justifie la hausse des investissements de 2,5 M$ (18 %) à une hausse des coûts en immobilisations de 3,2 M$ (31 %), atténuée par une baisse des subventions du Programme de rabais à la consommation (PRC) de 0,8 M$ (16 %)[98]. L'écart à la hausse des coûts des immobilisations de 3,2 M$ s'explique par des coûts de branchements plus élevés que prévu pour les clients raccordés au réseau gazier dans le marché de la conversion (1,5 M$) et dans le marché de la nouvelle construction (0,9 M$) et par certains projets d'extension dont les coûts de conduite se sont avérés supérieurs à la prévision (0,8 M$) à cause de travaux plus complexes que prévu ou qui étaient difficilement prévisibles[99].

[141] L'écart favorable de PRC de 0,8 M$ s'explique principalement par les projets domiciliaires annulés (0,3 M$) et par la baisse des investissements associés aux 162 clients qui ne se matérialiseront pas à la cinquième année du plan de développement *a posteriori* (0,2 M$).

[142] Le TRI du marché Affaires est en baisse de 2,76 %, qu'Énergir justifie principalement par des volumes inférieurs de 6 % ou de 4 042 $10^3 m^3$ et par une hausse du coût des investissements de 16 % ou de 6,7 M$.

[143] La baisse des volumes s'explique en grande partie par une baisse de 12 % des volumes dans le segment Nouveaux clients attribuable à des ventes annulées et à une baisse des volumes associés à un petit groupe de 22 projets pour diverses raisons, telles

---

97 Pièce B-0080, p. 4.
98 Pièce B-0080, p. 5.
99 Pièce B-0080, p. 5.

que : le client a fait faillite, le client n'a pas atteint sa pleine capacité de production, le client a arrêté ses opérations depuis la vente, le client a changé de vocation, le projet n'a pas atteint le nombre de clients prévu ou, encore, un changement de configuration dans la bâtisse du client est survenu[100].

[144] Quant à la hausse des immobilisations de 26 %, justifiant principalement la hausse du coût des investissements pour ce même segment, Énergir explique qu'elle est attribuable aux coûts de conduites et de branchements relatifs à un groupe de 43 projets ou ventes individuelles[101]. Elle précise avoir analysé la cause de ces coûts et en a déduit qu'ils s'expliquent par des travaux plus complexes que prévu, tels qu'un changement de tracé survenu entre l'estimation et la construction, des délais ayant entraîné des primes d'hiver non prévues, la découverte de roc, l'ajout de mesure de sécurité ou de nouvelles normes environnementales, etc. Certains dépassements ont également été causés par la construction de conduite et de branchements qui ont nécessité une longueur plus importante qu'anticipée. Des économies de 0,2 M$ découlant des ventes annulées atténuent l'effet défavorable de la hausse du coût des immobilisations[102].

[145] De plus, Énergir précise que le coût des subventions PRC *a posteriori* atténue en partie la hausse des investissements. Ce coût s'est avéré inférieur de 2,1 M$ (32 %), ce qui s'explique principalement par les ventes annulées, par les clients qui n'ont pas installé les appareils prévus initialement et par certaines subventions non réclamées[103].

[146] Dans le suivi *a posteriori* après trois ans du plan de développement 2016, la Régie constate les hausses des investissements, pour les nouveaux clients, de 18 % et 16 % respectivement pour les marchés Résidentiel et Affaires.

[147] En lien avec ce constat, la Régie rappelle le suivi demandé dans sa décision D-2019-124 relative à l'examen du Rapport annuel 2018 au sujet des dépassements de coûts *a posteriori*[104] :

---

100 Pièce B-0080, p. 7.
101 Pièce B-0080, p. 7.
102 Pièce B-0080, p. 7.
103 Pièce B-0080, p. 7 et 8.
104 Dossier R-4079-2018, décision D-2019-124, p. 35, par. 114.

> « *[114] La Régie prend acte du suivi relatif à la rentabilité a posteriori après trois ans du plan de développement 2015 pour les marchés Résidentiel et Affaires et s'en déclare satisfaite. Cependant, bien qu'elle reconnaisse l'imprévisibilité de certains facteurs justifiant le dépassement des coûts a posteriori, la Régie demande à Énergir de continuer d'optimiser l'utilisation de ses bases de données de coûts réels afin qu'elles puissent considérer ces cas de figure de dépassement de coûts dans l'estimation des coûts de projets a priori et ce, dans l'objectif de les prévenir* ». [nous soulignons]

[148] Questionnée par la Régie sur les moyens déployés par Énergir dans le contexte de sa demande stipulée dans la décision D-2019-124, en lien avec l'utilisation des bases de données des coûts réels, dans l'objectif de réduire les écarts relatifs aux investissements dans les suivis *a posteriori*, Énergir précise ce qui suit :

> « *Dans le cadre du Rapport annuel 2018 (R-4079-2018), en réponse à des demandes de renseignements de la Régie (pièce B-0164, Énergir-46, Document 1, réponses aux questions 6.2 et 6.3), Énergir mentionnait :*
>
> > " […] *Énergir s'assure chaque année d'améliorer ses pratiques et d'intégrer les constats lui permettant de mieux estimer les coûts et les volumes prévus pour tous les marchés"*
> >
> > " […][']*il s'écoule un certain délai (plus d'une année) entre le moment où les constats a posteriori sont faits et la mise à jour des coûts moyens utilisés dans les estimations a priori*"
>
> *Énergir continue d'effectuer la mise à jour de ses bases de données de coûts réels chaque année afin d'intégrer les installations réalisées dans les douze derniers mois et afin de maintenir un historique de trois ans. Au-delà des coûts réels historiques recueillis, Énergir a amélioré sa méthodologie en effectuant spécifiquement une mise à jour pour les coûts des services rendus par ses entrepreneurs en construction, en fonction des prix prévus au contrat pour les douze mois à venir. Les coûts des services entrepreneurs en construction représentent une part importante des coûts moyens totaux (environ 65 %). Cette amélioration permet d'augmenter la précision des coûts estimés dans le plan des ventes a priori et de contribuer à réduire les*

> *écarts de coûts constatés a posteriori. Les effets de cette amélioration devraient être constatés à l'analyse a posteriori 3 ans du plan de développement 2018-2019* »[105].

[149] La Régie prend acte de ces moyens mis en place par Énergir pour permettre d'augmenter la précision des coûts estimés dans le plan de ventes *a priori*, dont les effets devraient être constatés dans le cadre de l'examen *a posteriori* après trois ans du plan de développement 2019, dans le dossier du rapport annuel 2022. La Régie est d'avis qu'il s'agit d'une étape significative dans l'optimisation de l'utilisation des bases de données de coûts réels afin de rechercher la meilleure estimation des coûts de projets dans le plan de ventes *a priori*.

[150] Par ailleurs, Énergir a fait valoir, dans le dossier R-4079-2018, que les suivis *a posteriori* après trois ans et six ans du plan de développement 2012 démontrent, pour les nouveaux clients des marchés Résidentiels et Affaires, que « *[la rentabilité] qui serait obtenue après six ans serait supérieure* » à celle obtenue après trois ans, mais que des efforts importants seraient requis pour produire des suivis *a posteriori* après six ans[106].

[151] En effet, Énergir a alors expliqué que l'effort requis pour réaliser le suivi *a posteriori* après six ans est de plus de 100 jours (140 jours pour le suivi *a posteriori* après trois ans), ce qui mobilise d'importantes ressources pour la production de deux suivis *a posteriori*. Cependant, l'effort important à déployer pour produire les suivis devrait tendre à être réduit par les améliorations en continu de ses méthodes de travail[107].

[152] La Régie rappelle donc le suivi demandé dans sa décision D-2019-124, dans ce contexte, en lien avec sa préoccupation relative à l'effort requis par les ressources d'Énergir pour produire les suivis *a posteriori* après trois ans, voire après six ans :

> « *[121] Énergir explique que l'amélioration des méthodes de travail consiste en une réduction du nombre de manipulations dans les fichiers de travail, à la mise en place et à l'utilisation de gabarits (fichiers modèles) et en une optimisation des liens entre les nombreux fichiers de travail et bases de données source. Par ailleurs, bien que l'effort requis pour produire un suivi a posteriori après six ans*

---

105 Pièce B-0174, p. 13.
106 Dossier R-4079-2018, décision D-2019-124, p. 36, par. 119.
107 Dossier R-4079-2018, décision D-2019-124, p. 36, par. 120.

> *ait diminué approximativement de 20 %, Énergir estime que cet effort demeure significatif.*
>
> *[122] Questionnée par la Régie, Énergir estime que, pour réduire davantage l'effort afin de produire un suivi a posteriori après trois ans, voire après six ans, elle doit développer ses systèmes informatiques. Elle étudie actuellement la possibilité de remplacer certains de ses systèmes. À ce stade-ci, Énergir est difficilement en mesure de statuer sur l'horizon de temps envisagé. Elle conclut que " du développement informatique est nécessaire afin de réduire significativement l'effort requis pour le suivi a posteriori d'un plan de développement, que ce soit après trois ans ou six ans*"
>
> […]
>
> *[128] Par ailleurs, dans la perspective de l'amélioration des méthodes de travail d'Énergir afin de réduire les efforts relatifs à la production des suivis a posteriori, la Régie lui demande de déposer, dans le cadre de l'examen des futurs rapports annuels, dès le dépôt du prochain dossier, les informations relatives à la progression de l'optimisation de la production des suivis a posteriori, en lien avec le remplacement éventuel de systèmes informatiques* »[108]**.** [notes de bas de page omises]

[153] En lien avec l'optimisation de la production des suivis *a posteriori* après trois ou six ans, Énergir informe la Régie qu'aucun progrès substantiel n'a été réalisé depuis la décision D-2019-124 relativement à l'optimisation de la production des suivis *a posteriori*. Différentes raisons expliquent la situation pour l'année 2018-2019. D'une part, Énergir attend la conclusion de la phase 3B du dossier R-3867-2013 avant de poursuivre sa réflexion sur les pistes d'optimisation des suivis puisque la phase 3B pourrait avoir une incidence sur les suivis requis. D'autre part, tel qu'indiqué au dossier R-4086-2019[109], Énergir entreprendra bientôt un programme de modernisation de sa solution *Planification des ressources de l'entreprise* (PRE) au travers duquel l'ensemble des processus d'affaires présentement assumés par *Systems Applications and Products* (SAP) seront modernisés. Dans ces circonstances, Énergir estime qu'il ne serait pas prudent d'investir dans ses systèmes informatiques actuels puisqu'ils sont appelés à changer dans un horizon rapproché.

---

[108] Dossier R-4079-2018, décision D-2019-124, p. 39.

[109] Dossier R-4086-2019, pièce B-0006.

[154] La Régie comprend que l'optimisation de la production des suivis *a posteriori* grâce au développement des systèmes informatiques actuels est tributaire de l'évolution à venir de divers éléments. **Ainsi, dans ce contexte, la Régie demande à Énergir de l'informer du développement de l'optimisation de la production des suivis *a posteriori* dans le cadre du dossier du rapport annuel 2020, en lien avec l'évolution des dossiers R-3867-2013 phase 3B et R-4086-2019.**

[155] **Enfin, la Régie prend acte du suivi relatif à la rentabilité *a posteriori* après trois ans du plan de développement 2016 pour les marchés Résidentiel et Affaires et s'en déclare satisfaite.**

2.7 PROGRAMMES COMMERCIAUX

2.7.1 RAPPORT DÉTAILLÉ DES PROGRAMMES PRC ET PRRC

[156] En suivi de la décision D-2017-073[110], Énergir présente un rapport détaillé des programmes de rabais à la consommation (PRC) et de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation (PRRC) portant sur les montants versés, ainsi que l'explication des écarts entre les montants prévus au dossier tarifaire et ceux constatés au rapport annuel.

[157] Au cours de l'année 2018-2019, Énergir a versé en aides financières 8,9 M$ et 5,0 M$ pour le PRC et le PRRC, respectivement. Ces montants ont permis d'acquérir 2 776 nouveaux clients ou d'effectuer des ajouts de charge grâce au PRC ainsi que de maintenir 4 421 clients actuels grâce au PRRC[111].

[158] L'écart total pour le PRC et le PRRC entre les montants prévus et constatés est de 313 000 $, soit environ 2 %. Cet écart est essentiellement imputable au PRRC pour lequel Énergir a versé 318 000 $ de plus que prévu alors qu'environ 6 000 $ de moins que prévu ont été versés pour le PRC. Concernant le PRRC, l'écart s'explique principalement par

---

110 Dossier R-3992-2016, décision D-2017-073, p. 34, par. 102.
111 Pièce B-0155, p. 5 et annexes 1 et 2.

une hausse du nombre de récipiendaires à la suite d'une offre ponctuelle auprès de clients multilocatifs, tandis que le montant moyen versé a été plus faible que la prévision[112].

[159] De plus, Énergir présente les cas types ainsi que le détail des calculs relatifs aux grilles d'aides financières actives au cours de l'année financière 2018-2019 utilisés pour calculer les montants d'aide selon l'approche de masse[113].

[160] Afin de présenter l'ensemble des éléments permettant d'apprécier la détermination des montants d'aides financières par l'approche de masse et au cas par cas, Énergir présente 20 cas de nouveaux clients (PRC) ou de clients maintenus (PRRC)[114].

[161] Afin de procéder à l'échantillonnage des 20 cas, les montants versés ont été scindés en deux groupes. Tous les montants d'aide financière du premier groupe ont été évalués au cas par cas et incluent les versements du PRC hors réseau ou supérieurs à 125 000 m³ et les versements du PRRC non résidentiel. Le deuxième groupe inclut tous les autres types de ventes. Énergir présente 10 clients de chacun des deux groupes[115].

[162] En réponse à une DDR, Énergir indique que la période de récupération de l'investissement (PRI) n'est pas disponible pour les clients ayant reçu des aides financières via l'approche au cas par cas du PRC et ayant reçu des sommes du PRRC. Le calcul de la rentabilité est réalisé à l'aide de l'outil « revenu requis » qui permet de personnaliser toutes les variables du projet (investissement d'Énergir et estimation de l'aide financière). L'objectif est de convaincre le client de choisir le gaz naturel, tout en minimisant l'aide financière[116].

[163] Énergir précise qu'en raison de contraintes techniques, le calcul du TRI de certains cas aléatoires du PRC précédant l'année 2018-2019 a été fait sur la base des paramètres de l'année 2018-2019, plutôt que sur la base de l'année de la signature[117].

[164] À cet égard, à compter du rapport annuel 2019-2020, Énergir prévoit limiter la sélection des cas aléatoires des PRC et PRRC au bassin des projets signés dans la même

---

112 Pièce B-0155, p. 7.
113 Pièce B-0155, p. 10 et 11 et annexe 3.
114 Pièce B-0155, p. 12 à 32 et annexe 4.
115 Pièce B-0155, p. 12 à 32.
116 Pièce B-0174, p. 28 et 29.
117 Pièce B-0155, p. 12.

année visée par le rapport annuel afin de faciliter et d'accélérer la production du rapport sur les programmes commerciaux. Les projets signés avant l'année visée par le rapport annuel seraient exclus des cas aléatoires.

[165] Énergir ajoute que cette approche se veut cohérente avec le suivi aléatoire annuel demandé par la Régie dans sa décision D-2019-176[118] visant une liste identifiant les projets d'extension de réseau examinés au rapport annuel qui sont inférieurs au seuil. Ainsi, l'ensemble des projets sélectionnés de la liste du suivi aléatoire annuel et ceux sélectionnés pour le présent suivi proviendront du même bassin[119].

2.7.2 SUIVIS DE LA DÉCISION D-2018-096 ET D-2019-124

[166] Dans sa décision D-2019-124[120], la Régie précisait :

> « [150] *La Régie veut continuer de comparer les montants signés aux montants versés tel que prévu au paragraphe 112 de sa décision D-2018-096 qui prévoit une information supplémentaire à celles prévues au paragraphe 102 de sa décision D-2017-073, soit les PRC signés de l'année en cours et des années antérieures. Par conséquent, la Régie réitère sa demande contenue dans sa décision D-2018-096 :*
>
> > " *[112] Considérant leur utilité pour le suivi des programmes commerciaux PRC et PRRC, la Régie demande au Distributeur, à compter du rapport annuel 2018, de déposer une mise à jour des tableaux présentés aux pages 7 de la pièce B-0208 et 35 de la pièce B-0195* ".
>
> [151] *La Régie demande à Énergir de présenter, lors du prochain dossier de rapport annuel, le suivi complet demandé dans cette décision ainsi qu'une description des efforts requis pour inclure les montants signés en même temps que les montants versés par son système informatique et, si requis, de présenter un*

---

118 Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision D-2019-176, p. 15, par. 50.
119 Pièce B-0155, p. 12.
120 Dossier R-4079-2018, décision D-2019-124, p. 45 à 46.

> *échéancier afin d'y intégrer des ventes signées de l'année en cours et des années antérieures* ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

[167] Dans un premier temps, en suivi de la décision D-2018-096[121], Énergir dépose une mise à jour du tableau à la page 35 de la pièce B-0195[122], soit les statistiques sur les participants au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) ayant reçu des aides financières des PRC et PRRC[123].

[168] Par ailleurs, en suivi des décisions D-2018-096[124] et D-2019-124[125] concernant la mise à jour du tableau à la page 7 de la pièce B-0208[126], Énergir présente les montants signés réels et prévus de l'an 1 et les montants versés selon les plans de développement de l'année 2018-2019 et des années antérieures[127].

[169] Énergir indique également que pour répondre à la demande de la Régie quant aux montants versés provenant des PRC signées de l'année en cours et des années antérieures, elle a débuté la planification des développements informatiques requis pour pouvoir soumettre les rapports détaillés des aides PRC et PRRC signées en même temps que les rapports portant sur les aides versées. Énergir anticipe que ces développements informatiques seront en place pour permettre la production de tous les rapports détaillés à compter du rapport annuel 2020[128].

[170] **En conséquence, la Régie prend acte du rapport détaillé relatif aux programmes PRC et PRRC et des suivis des décisions D-2018-096 et D-2019-124 et s'en déclare satisfaite.**

---

121 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 38, par. 112.
122 Dossier R-4024-2017, pièce B-0195, p. 35.
123 Pièce B-0155, p. 9.
124 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 38, par. 112.
125 Dossier R-4079-2018, décision D-2019-124, p. 45 à 46, par. 150 et 151.
126 Dossier R-4024-2017, pièce B-0208, p. 7.
127 Pièce B-0155, p. 8.
128 Pièce B-0155, p. 4.

[171] **La Régie s'attend à ce que le suivi complet demandé en suivi des décisions D-2018-096[129] et D-2019-124[130] soit inclus dans les rapports détaillés à compter du rapport annuel 2020.**

3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.1 ÉTABLISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS RELATIFS AU PGEÉ

[172] Énergir présente le suivi de l'établissement des comptes de frais reportés (CFR) relatifs au PGEÉ[131]. Les sommes non dépensées en frais d'exploitation et en aide financière, totalisant 346 096 $ et 359 997 $ respectivement, ont été transférées à deux CFR, ce qui a pour effet de ramener le niveau des frais d'exploitation et des aides financières réels équivalent à celui autorisé, soit 3 652 010 $ et 18 709 131 $ respectivement.

[173] L'écart en frais d'exploitation transféré à un CFR sera intégré dans les tarifs de l'année 2021.

[174] Les écarts en aides financières transférés à un CFR, conformément à la décision D-2019-088[132], sont constitués des variations de la dépense d'amortissement ainsi que du rendement et des impôts sur la base de tarification. Énergir présentera une proposition des modalités de disposition dans le cadre du dossier tarifaire 2020-2021.

[175] **La Régie prend acte du suivi de l'établissement des frais reportés relatifs au PGEÉ et s'en déclare satisfaite.**

---

129 Dossier R-4024-2017, décision D-2018-096, p. 38, par. 112.
130 Dossier R-4079-2018, décision D-2019-124, p. 45 à 46, par. 150 et 151.
131 Pièce B-0075.
132 Dossier R-4043-2018, décision D-2019-088, p. 132, par 476.

3.1.1 RAPPORT ANNUEL DES PROGRAMMES ET DES ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[176] Pour la première année du Plan directeur 2018-2023, les programmes du PGEÉ ont atteint 101 % des économies annuelles nettes prévues, soit 38,7 Mm³ de gaz naturel, représentant 74 485 tonnes de GES. Le taux de participation global est de 77 %, ou 5 842 participants bruts, et 97 % du budget global autorisé a été dépensé, représentant des coûts réels de 21 655 049 $[133].

[177] Ces résultats ont été réalisés dans un contexte particulier qui a occasionné un ralentissement temporaire du rythme de traitement administratif des dossiers, notamment en raison de l'implantation de la solution informatique CRM et le traitement du dossier de Transition énergétique Québec (TEQ)[134]. De plus, l'autorisation le 30 juillet 2019 de budgets inférieurs de 3,8 M$ à ceux initialement demandés, pour l'année 2018-2019, a eu pour effet notamment de retarder le déploiement de la stratégie de croissance d'Énergir et de nécessiter un ajustement à la stratégie de commercialisation du PGEÉ[135].

[178] À cet égard, Énergir rappelle que le budget autorisé de l'année 2017-2018 a été reconduit pour l'année 2018-2019. En conséquence, l'écart entre le budget autorisé et les dépenses réelles du PGEÉ peut s'expliquer notamment par le fait que le budget autorisé ne reflète pas les dépenses et les activités réellement prévues en 2018-2019[136].

[179] Le rapport annuel de 2018-2019 des programmes et activités en efficacité énergétique inclut[137] :

- les écarts et la justification des écarts majeurs du PGEÉ, globalement et pour les huit programmes englobants[138];
- la synthèse des prévisions et des résultats en 2018-2019 pour chacun des programmes, volets et sous-volets du PGEÉ[139];

---

133 Pièce B-0076, p. 2 à 4.
134 Dossier R-4043-2018 et pièce B-0076, p. 2, 10 et 11.
135 Pièce B-0076, p. 2.
136 Pièce B-0076, p. 11 et 12.
137 Pièce B-0076, p. 12.
138 Pièce B-0076, p. 2 à 6 et 13 à 29.

- le statut des activités de communication, d'évaluation et de recherche[140] du PGEÉ ainsi que le détail des projets d'innovation[141] et le détail des activités et outils de communication[142];
- l'état des suivis demandés par la Régie ainsi que cinq suivis spécifiques[143];
- les fiches détaillées présentant notamment les écarts, les taux de réalisation et les informations descriptives des volets et sous-volets du PGEÉ[144];
- les explications des écarts majeurs relatifs aux volets et sous-volets[145].

[180] Énergir précise[146] que certains écarts au niveau des frais d'exploitation s'expliquent par un décalage entre le calendrier d'évaluation associé aux budgets reconduits de l'année 2017-2018[147] et ceux requis pour se conformer au calendrier d'évaluation approuvé par la Régie[148]. À cet égard, la Régie considère que les explications présentées sont adéquates aux fins de la compréhension des écarts.

3.1.1.1 Faits saillants des résultats du PGEÉ

[181] Le programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces* s'est démarqué par un taux de réalisation de 107 % à la suite, notamment, de mises en oeuvre plus importantes que prévu dans le secteur industriel auprès des clients ventes grandes entreprises (VGE)[149].

[182] Les projets du volet *Remise au point des systèmes mécaniques* et du sous-volet *Encouragement à l'implantation VGE (industriel)* ont généré des économies unitaires beaucoup plus importantes que prévu, ce qui explique le dépassement de 7 % de sa cible, malgré une participation moindre qu'anticipée[150].

---

139 Pièce B-0076, annexe A.
140 Pièce B-0076, p. 27 et 28.
141 Pièce B-0076, annexe B, p. 1 à 5.
142 Pièce B-0076, annexe C, p. 1 à 13.
143 Pièce B-0076, annexe D, p. 1 à 11.
144 Pièce B-0076, annexe E, p. 1 à 31.
145 Pièce B-0076, annexe F, p. 1 à 7.
146 Pièce B-0076, p. 13 à 24 et annexe F.
147 Dossier R-3970-2016, décision D-2016-156, p. 64 et 65, par. 239.
148 Dossier R-4043-2018, décision D-2019-088, p.119 et 120, par. 416.
149 Pièce B-0076, p. 3.
150 Pièce B-0076, p. 21.

[183] Quant au sous-volet *Encouragement à l'implantation (institutionnel)*, Énergir précise que le taux de réalisation de 8 % des économies d'énergie nettes prévues s'explique par l'effet combiné d'une participation et des économies moyennes moins élevées que prévu[151]. Énergir indique également que l'atteinte de seulement 15 % de la participation prévue au volet *Encouragement à l'implantation (institutionnel)* s'explique en partie par la couverture marginale des surcoûts, selon le rapport d'évaluation déposé à la Régie en décembre 2019[152].

[184] Par ailleurs, en ce qui concerne le programme *Soutien MFR*, Énergir explique que les bas taux de participation aux volets *Supplément ménages à faible revenu – Résidentiel* et *CII*, de 30 % et 9 % respectivement, pourraient potentiellement être attribuables au fait que les coopératives d'habitation qui ont participé aux programmes étaient des organismes ayant un plus petit nombre de ménages qu'anticipé. Elle précise également que le bas taux de participation à ces volets peut s'expliquer par un impact décalé à la suite des efforts de commercialisation employés et par la couverture marginale des surcoûts, notée par l'évaluateur dans son rapport[153].

[185] Énergir précise qu'elle n'a pas encore déterminé les actions qui seront entreprises pour donner suite à la recommandation suivante de l'évaluateur[154] : « *Étudier la possibilité d'alléger la méthode de qualification des locataires d'immeubles multilocatifs pour que cet élément ne devienne pas un frein à la participation des propriétaires de ces immeubles* ».

[186] Dans sa plaidoirie, Énergir indique que TEQ prévoit développer un programme renouvelé et centralisé pour les ménages à faible revenu (MFR) en 2020-2021 et qu'elle évaluera, le moment venu, en partenariat avec TEQ, les mécanismes de transfert de ces programmes[155].

---

151 Pièce B-0076, annexe F, p. 6.
152 Pièce B-0174, p. 32 et Rapport d'évaluation 2019, Études et Implantation CII et VGE, p. 48.
153 Pièce B-0174, p. 31 et 32 et Rapport d'évaluation 2019, Ménages à faible revenu résidentiels et CII, p. 20 et 21.
154 Pièce B-0176, p. 18.
155 Pièce B-0196, p. 4.

[187] À cet égard, l'ACEFQ indique que les programmes au soutien des MFR n'ont pas été transférés à TEQ pour le moment et que le processus d'abolition de TEQ est entamé[156].

[188] L'ACEFQ considère que les dépenses d'exploitation des programmes sont disproportionnées par rapport aux résultats de participation obtenus au cours des dernières années et aux aides financières attribuées à la clientèle MFR. Selon elle, la clientèle MFR paye pour ces programmes sans en retirer les bénéfices attendus[157].

[189] De plus, l'ACEFQ est d'avis que les recommandations formulées par l'évaluateur n'introduisent aucune piste d'amélioration susceptible de résoudre les problèmes particuliers du volet résidentiel. Elle estime insatisfaisantes les explications d'Énergir relatives aux faibles résultats de participation obtenus par ce programme en 2019[158].

[190] Quant à SÉ-AQLPA, il constate qu'Énergir ne disposait pas, au moment de ses prévisions, d'une information exacte quant au nombre de MFR des coopératives d'habitation aptes à participer à ses programmes. Il recommande à Énergir, dans le cadre d'un futur dossier traitant de nouvelles prévisions destinées à des coopératives d'habitation, d'obtenir une véritable estimation du nombre de ménages que comportent les coopératives visées[159].

[191] Par ailleurs, Énergir indique que le nouveau volet pilote *Préchauffage solaire - procédés et eau* lancé en octobre 2019 dans le cadre du programme *Énergir renouvelable*, n'a atteint que près de 50 % de la cible de participation puisque les activités de commercialisation ont été moindres que prévu en 2018-2019. Toutefois, les effets du déploiement de sa stratégie de commercialisation devraient se matérialiser davantage en 2019-2020[160].

---

156 Pièce C-ACEFQ-0017, p. 4.
157 Pièces B-0176, p. 16 à 19, C-ACEFQ-0015, p. 12 à 14 et C-ACEFQ-0017, p. 3 et 4.
158 Pièce C-ACEFQ-0017, p. 4.
159 Pièce C-SÉ-AQLPA-0015, p. 5 et 6.
160 Pièce B-0076, p. 23 et 24.

[192] De même, Énergir explique qu'aucun des 250 participants prévus au volet *Thermostats intelligents - petits clients CII (projet pilote)* dans le cadre du programme *Appareils efficaces – Affaires*, ne se sont matérialisés en raison du retard de son lancement en lien avec le contexte particulier de l'année 2018-2019. Toutefois, elle prévoit que les résultats se feront sentir en 2019-2020[161].

[193] Énergir précise que les *Chaudières à condensation* installées ont une capacité plus importante que prévu et les *Chauffe-eau à condensation* installés ont surpassé la cible énergétique en raison d'une participation et une puissance plus élevées que prévu[162]. Cependant, elle ne peut expliquer le taux de réalisation de 50 % pour les *Chaudières à efficacité intermédiaire*, outre les défis particuliers de l'année 2018-2019[163].

[194] Concernant le programme *Construction et rénovation efficace*s, Énergir précise que le taux de réalisation de 91 % de la cible des économies nettes combiné au taux de participation de 75 % s'explique principalement par des projets de rénovation et de nouvelle construction ayant produit des économies unitaires beaucoup plus importantes que prévu[164].

[195] SÉ-AQLPA constate que le programme *Construction et rénovation efficace*s n'est pas aussi performant que prévu. De plus, la calibration des économies unitaires lors des prévisions de certains volets était incorrecte. Selon lui, il en résulte que l'examen du rapport annuel ne permet pas de capter la performance du programme *Appareils efficaces – Affaires* entre autres[165].

[196] La Régie constate que seul le programme *Diagnostics et mise en œuvre efficaces* a atteint sa cible en économie d'énergie de gaz naturel, qu'aucun programme n'a atteint le niveau de participation prévu et que les projets ont généralement produit des économies unitaires différentes de celles prévues[166]. À cet égard, la Régie note que les économies unitaires plus élevées que prévu ont eu une incidence considérable sur l'atteinte des cibles du PGEÉ en 2018-2019. Toutefois, la Régie considère que l'examen du Rapport

---

161 Pièce B-0076, p. 17 et annexe F, p. 2.
162 Pièce B-0076, annexe F, p. 2.
163 Pièce B-0174, p. 31 et 32.
164 Pièce B-0076, p. 19.
165 Pièce C-AQLPA-0013, p. 8.
166 Pièce B-0076, p. 3 et 4 et annexe E.

annuel 2019 permet de comprendre l'origine des écarts de performance par programme, volet et sous-volets du PGEÉ et de suivre leur évolution.

[197] La Régie est d'avis que, bien que le contexte de l'année 2018-2019 permette de tirer des conclusions préliminaires sur la performance attendue du PGEÉ, l'examen des tendances sur une plus longue période sera plus déterminant que les seuls résultats présentés dans le présent dossier.

[198] **En tenant compte du contexte particulier décrit ci-dessus, la Régie prend acte des résultats et des suivis du PGEÉ pour l'année 2018-2019 et s'en déclare satisfaite.**

3.1.2 SUIVIS DE LA DÉCISION D-2019-088

[199] Dans son rapport annuel des programmes et des activités en efficacité énergétique, aux pages 6, 18, 20, 22, 24 et à l'annexe D[167], Énergir indique que la mise à jour des paramètres révisés est conforme au suivi de la décision D-2017-073, paragraphe 133[168].

[200] Dans ce même rapport, à l'annexe D présentant les suivis des demandes de la Régie, Énergir indique que la mise à jour des références en note de bas de page provient du suivi de la décision D-2017-073, paragraphe 120[169].

[201] En réponse à une DDR de la Régie portant sur les suivis de décision, Énergir indique qu'il y aurait lieu de retirer les références à la décision D-2017-073, paragraphes 120 et 133, des suivis de décision du Rapport annuel 2019, considérant la décision D-2019-088[170].

[202] La Régie constate que les références doivent être corrigées de la façon suivante :

- Pour la mise à jour des paramètres, remplacer le suivi de la décision D-2017-073 :

---

167 Pièces B-0076, p. 6, 18, 20, 22, 24 et annexe D.
168 Dossier R-3992-2016, décision D-2017-073, par. 133.
169 Dossier R-3992-2016, décision D-2017-073, par. 120.
170 Pièce B-0174, p. 35 à 37, réponses aux questions 18.1 et 18.2.

« [133] *Pour les motifs qui précèdent, la régie demande à [Énergir], à compter du rapport annuel 2017, de mettre à jour les paramètres révisés, lors des évaluations des programmes par des firmes externes, dans le dossier du rapport annuel de l'année financière où le rapport d'évaluation des programmes est déposé à la Régie, plutôt qu'au dossier tarifaire suivant* ».

- Avec le suivi de la décision D-2019-088 :

« [408] *Ces rapports devront être déposés à la Régie de façon administrative dans les meilleurs délais, en vue de leur examen dans le cadre du rapport annuel portant sur l'année « n », déposé à l'année « n +1 ». Le cas échéant, les paramètres d'impact énergétiques et monétaires révisés seront mis à jour dans ce rapport annuel portant sur l'année « n »* ».

[…]

« [414] *Advenant le cas où les différents types d'évaluation et les études portant sur le calcul du bénévolat et la mise à jour des coûts évités de gaz naturel ne puissent pas être complétées avant le 30 septembre ou le 31 décembre de l'année « n », selon le distributeur, la Régie demande à Énergir, Gazifère et HQD de déposer ces évaluations et études dans les plus brefs délais de façon administrative, dès que complétées, en vue de leur examen :*

- *dans le cadre du dossier tarifaire portant sur l'année « n+2 » déposé à l'année « n+1 », dans la mesure où des ajustements à la marge pour les programmes et les mesures évalués seraient envisagés dans ce dossier tarifaire, ou*
- *dans le cadre du dossier de rapport annuel portant sur l'année « n+1 » déposé à l'année « n+2 ».*

[415] *Dans ces deux cas, les paramètres d'impacts énergétiques et monétaires révisés par les évaluations et études, devront être mis à jour « au réel » dans les résultats du rapport annuel portant sur l'année « n+1 », déposé à l'année « n+2 »* ».

- Pour les notes de bas de page, remplacer le suivi de la décision D-2017-073:

« [120] *À compter du rapport annuel 2017, la Régie demande à [Énergir] de présenter, dans les fiches des programmes du PGEÉ, une note de bas de page indiquant la référence de chacun des paramètres du programme* ».

- Avec le suivi de la décision D-2019-088 :

> « [424] *De plus, la Régie demande que dans ces fiches, l'ensemble des paramètres d'impact énergétique et monétaire, soit référencé en note de bas de page.* […]. *Enfin, la Régie demande que chacune des fiches inclue une explication des écarts obtenus* ».

[203] **La Régie demande à Énergir de mettre à jour l'annexe D du rapport (pièce B-0076[171]) afin de modifier les références au *Tableau D-1 : Suivi des demandes de la Régie*, de la manière suivante :**

Retirer du Tableau D-1	Maintenir ou ajouter au Tableau D-1
D-2017-073 (par. 120)	D-2019-088 (par. 424)
D-2017-073 (par. 133)	D-2019-088 (par. 408, 414 et 415)

[204] **La Régie demande à Énergir de mettre à jour les pages 6, 18, 20, 22, 24 du rapport (pièce B-0076[172]) afin de remplacer la référence au suivi de la décision D-2017-073 (paragraphe 133) par celui de la décision D-2019-088 (paragraphes 408, 414 et 415).**

[205] **Par ailleurs, la Régie constate que l'annexe E est composé de fichiers en format image plutôt qu'en PDF. Le format PDF permet de faire une recherche par texte aisément dans le rapport. En conséquence, la Régie demande à Énergir de mettre à jour l'annexe E de son rapport (pièce B-0076) à cet effet.**

4. SUIVIS

[171] Pièce B-0076, annexe D.
[172] Pièce B-0076, p. 6, 18, 20, 22 et 24.

4.1 SUIVIS DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT

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

- projet de relocalisation de la conduite de gaz naturel pour le projet du SRB Pie-IX[173];
- projet de réfection des infrastructures gazières de la rue Sainte-Catherine Ouest[174];
- projet de relocalisation d'une conduite de gaz naturel à Sainte-Anne-de-Bellevue[175];
- projet de desserte en gaz naturel d'une nouvelle usine de Kruger à Sherbrooke[176];
- projet d'extension de réseau – parc industriel de Beauharnois[177];
- projet de reconstruction de la conduite du pont Trudel[178];
- projet d'extension de réseau à Saint-Marc-des-Carrières[179];
- projet de remplacement du compresseur d'évaporation de l'usine LSR[180];
- programme de modernisation PRE, volet RH[181];
- extension du réseau jusqu'à la municipalité de La Corne[182].
- franchise pour desservir les territoires des régions du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et de la Côte-Nord[183];
- aménagement du site extérieur de formation de l'École de technologie gazière de Boucherville[184];
- extension de réseau dans les MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan[185];
- mise en place d'une solution informatique pour la gestion de la relation avec la clientèle[186];

---

173 Pièce B-0108.
174 Pièce B-0113.
175 Pièce B-0119.
176 Pièce B-0123.
177 Pièce B-0091.
178 Pièce B-0097.
179 Pièce B-0101.
180 Pièce B-0121.
181 Pièce B-0125.
182 Pièce B-0088.
183 Pièce B-0089.
184 Pièce B-0095.
185 Pièce B-0099.
186 Pièce B-0104.

- construction d'un bâtiment sur le site de l'usine LSR[187];
- extension de réseau pour la desserte en gaz naturel de Métaux BlackRock Inc. et de la zone industrialo-portuaire de Saguenay[188];
- extension de réseau à Saint-Rémi et Sainte-Clotilde[189];
- solution informatique de gestion des interventions de service[190].

[207] En ce qui a trait au projet de construction d'un bâtiment sur le site de l'usine LSR, la Régie note le délai de réalisation du Projet de 6 mois, causé par la décision d'Énergir de donner un mandat, non prévu initialement, à Baker Risk, une entreprise spécialisée dans les analyses des charges de souffle à la suite des explosions. Ce mandat a été donné pour confirmer l'estimation initiale de l'entrepreneur, selon laquelle le bâtiment peut résister au souffle d'une explosion potentielle.

[208] La Régie note que l'entreprise allemande Linde[191], spécialisée dans les domaines du gaz naturel et de l'ingénierie, a déterminé une pression à laquelle le bâtiment doit résister pour assurer la sécurité des utilisateurs. En fonction de l'étude de Linde, Énergir a procédé à un appel d'offres afin de sélectionner l'entrepreneur qui construirait le bâtiment.

[209] La Régie constate que l'entrepreneur, une fois sélectionné, a appris à Énergir qu'au Québec, il n'y avait pas l'expertise nécessaire pour valider que le concept structural du bâtiment répondait à la pression déterminée par Linde. Cette dernière n'offrant pas de service de validation de la conception structurale, Énergir a dû faire appel à Baker Risk pour valider le concept soumis lors de l'appel d'offres.

[210] La Régie se questionne quant au processus interne d'Énergir en lien avec le Projet et plus particulièrement quant à l'évaluation des risques liés au Projet. La Régie se demande pourquoi Énergir n'a pas réalisé, avant le lancement de l'appel d'offres, que l'expertise nécessaire à la validation du concept développé était inexistante sur le territoire québécois afin que l'appel d'offres reflète fidèlement les besoins spécifiques d'un bâtiment existant dans un environnement ayant des caractéristiques particulières.

---

187 Pièce B-0110.
188 Pièce B-0115.
189 Pièce B-0117.
190 Pièce B-0127.
191 Pièce B-0174, p. 20.

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

- projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers[192];
- projet d'extension de réseau pour une station de gaz naturel comprimé à Laval[193];
- projet d'extension de réseau à Plessisville[194];
- projet de relocalisation d'un segment de conduite de transmission dans le secteur de Sorel/Contrecœur[195];
- projet de renforcement de réseau à Drummondville (secteur Saint-Nicéphore)[196].

[212] **La Régie prend acte des suivis annuels des projets d'Énergir et l'autorise à mettre fin aux suivis annuels des projets énoncés au paragraphe précédent, considérant que les conditions établies dans sa décision D-97-25[197] ont été satisfaites.**

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

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

- suivis relatifs à la diversification des indices d'achats de fourniture et à l'historique des achats réels de fourniture à Dawn;
- suivi relatif à la gestion des cas de préavis de sortie du service de transport d'Énergir;
- suivi relatif au défaut ou faillite d'une contrepartie dans le cadre de toute transaction touchant les approvisionnements gaziers;
- suivi relatif aux transactions d'échange géographique avec un client de la franchise et comportant un point d'échange dans la franchise;

---

192 Pièce B-0093.
193 Pièce B-0102.
194 Pièce B-0105.
195 Pièce B-0106.
196 Pièce B-0111.
197 Dossier R-3371-97, décision D-97-25.

- suivi relatif à l'approvisionnement en GNR d'Énergir à la Ville de Saint-Hyacinthe.
- suivis des montants versés au CFR relatif au processus de consultation réglementaire;
- rapports relatifs au SPEDE et évolution du CFR;
- suivi de la formation à une clientèle externe par l'École de technologie gazière;
- suivi relatif à la flexibilité tarifaire biénergie et mazout, tel qu'il appert de la pièce Énergir-14, Document 1 (suivis des décisions D-94-52, D-95-75, D-96-08, D-99-11 et D-2010-091);
- suivi relatif aux projets subventionnés par le Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP);
- rapport relatif au programme pilote du Compte d'aide au soutien social, tel qu'il appert de la pièce Énergir-14, Document 6 (suivis des décisions D-2014-077 et D-2018-096).

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

4.3 SUIVIS RELATIFS À L'EXPLICATION DES ÉCARTS ET AU DÉVELOPPEMENT D'OUTILS INFORMATIQUES

[215] Énergir dépose le suivi relatif à l'explication des écarts et au développement d'outils informatiques[198].

Explications des écarts

[216] Dans le cadre de la décision D-2013-106, la Régie ordonnait au Distributeur :

> « *[539]* […] *de déposer, lors du dossier tarifaire 2014, les explications détaillées de la prévision des consommations et du nombre de clients par palier et sous-palier tarifaire. Le distributeur devra également justifier les écarts de*

[198] Pièce B-0046.

> *prévisions par rapport aux dossiers tarifaires 2012 et 2013 pour chacun des paliers et sous-paliers tarifaires* »[199].

[217] Énergir présente, à la pièce B-0046[200], l'analyse des écarts entre le Rapport annuel 2019 et le dossier tarifaire 2018-2019 relativement au nombre de clients et les volumes consommés pour les clients du marché des grandes entreprises et des PMD.

[218] Par ailleurs, le Distributeur demande à la Régie de prendre acte du fait que ce suivi sera intégré à la pièce B-0042[201] (pièce Énergir-9, document 1) à compter du rapport annuel 2020.

[219] **La Régie prend acte de ce que l'information contenue dans le suivi présentement déposé dans la pièce B-0046 sera intégrée à la pièce B-0042 (Énergir 9, Document 1) à compter du rapport annuel 2020.**

Développement d'outils informatiques.

[220] Dans sa décision D-2013-106, la Régie ordonnait au Distributeur de :

> « *[540]* […] *mettre en place, le plus rapidement possible, les outils informatiques requis pour être en mesure d'identifier les données réelles de base, à savoir le nombre de clients, les volumes de vente et les revenus par palier et sous-palier tarifaire. Le distributeur devra faire état de sa réflexion à cet égard dans le rapport annuel 2013* »[202].

[221] Dans sa décision D-2014-077, la Régie demandait au Distributeur de :

> « *[516]* […] *poursuivre le développement d'outils informatiques qui permettront d'établir des bases de données historiques de consommation et de facturation. L'analyse de ces données lui permettra de dégager des tendances sur l'évolution réelle de la consommation des clients* »[203].

---

199 Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision D-2013-106, p. 118, par. 539.
200 Pièce B-0046, section 1.
201 Document déposé sous la cote B-0042.
202 Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision D-2013-106, p. 118, par. 540.
203 Dossier R-3837-2013 Phase 3, décision D-2014-077, p. 121, par. 516.

[222] Énergir indique faire face à des enjeux techniques et obstacles opérationnels ayant pour effet de retarder le déploiement d'un outil d'analyse complet permettant l'analyse des écarts par sous-paliers au niveau PMD.

[223] En réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur identifie les principaux obstacles qui empêchent le déploiement d'une telle plateforme à court terme :

> «
> - *Obstacles au niveau des intrants : entre autres, Énergir ne possède pas d'historique de consommation quotidienne sur un horizon long terme pour l'ensemble de sa clientèle de façon à s'assurer de résultats robustes.*
> - *Obstacles informatiques : une puissance de calcul importante est requise pour estimer les paramètres de modèles, puis appliquer ces modèles, sur plusieurs centaines de milliers d'installations. Les prototypes testés n'avaient pas les configurations qui permettent de générer des calculs sur demande, ni de les produire dans des délais raisonnables pour satisfaire les opérations d'Énergir.*
> - *Obstacles au niveau des résultats : l'analyse des résultats est techniquement complexe, étant donné le nombre important (plusieurs millions) de données impliquées. Les prototypes de l'outil exploré jusqu'à récemment n'ont pas été en mesure de fournir les extrants dans un format approprié à l'exploration et l'analyse d'écarts* »[204].

[224] Le Distributeur ajoute ne pas pouvoir préciser l'année dans laquelle le développement sera terminé[205].

[225] En réponse à une DDR de l'ACEFQ, le Distributeur précise ne pas être en mesure de se prononcer sur d'éventuelles garanties permettant le développement de ces outils et rappelle la complexité d'un tel exercice[206].

[226] Énergir indique comme élément justifiant de mettre fin au suivi relatif au développement des outils d'analyse, la mise en place d'un mécanisme de découplage des revenus pour les années tarifaires 2019-2020 à 2021-2022 à la suite de l'autorisation de la Régie dans sa décision D-2019-141[207]. Ainsi, aucun écart sur les trop-perçus ou les

---

204 Pièce B-0174, p. 38, réponse à la question 19.1.
205 Pièce B-0046, p. 9.
206 Pièce B-0176, p. 5, réponse à la question 1.9.
207 Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision D-2019-141, p. 18, par. 51.

manques à gagner ne sera généré par des écarts de prévisions de volume pour les exercices 2019-2020 à 2021-2022. Les écarts entre les revenus réels générés et le revenu requis autorisé seront retournés en totalité à la clientèle.

[227] Énergir réitère néanmoins qu'elle continuera de déployer des efforts pour la mise en place de ces outils[208].

[228] En conséquence, Énergir demande de mettre fin à ce suivi.

---

[208] Pièce B-0046, p. 9.

Opinion de la Régie

[229] La Régie retient que depuis 2018, un mécanisme de découplage des revenus fait en sorte qu'aucun écart sur les trop-perçus ou les manques à gagner n'est généré par des écarts de prévisions de volume. Les écarts entre les revenus réels générés et le revenu requis autorisé seront retournés en totalité à la clientèle[209].

[230] De plus, la Régie note qu'Énergir fait face à une série d'obstacles techniques et opérationnels qui, malgré les efforts déployés, ne lui permettent pas de préciser l'échéancier pour compléter le développement d'outils informatiques requis pour être en mesure d'identifier les données réelles de base par palier et sous-palier tarifaire.

[231] **En conséquence, la Régie autorise Énergir à mettre fin au suivi concernant le développement des outils informatiques ordonné dans les décisions D-2013-106 et D-2014-077. La Régie observe néanmoins que le Distributeur continuera de déployer des efforts pour la mise en place de ces outils.**

[232] **La Régie prend acte des suivis de ces projets.**

4.4 SUIVI RELATIF À LA TRANSACTION D'ÉCHANGE DE 82 000 GJ/JOUR AVEC UN TIERS

[233] Énergir dépose la pièce B-0063 à titre de suivi relatif à la transaction d'échange entre Dawn et son territoire Energir EDA sur le marché secondaire pour une quantité de 82 000 GJ/jour ordonné par la Régie dans sa décision D-2012-075[210].

[234] Énergir explique ce qui suit dans le suivi déposé :

> « *En 2015, la Régie refuse donc qu'Énergir se soustraie au présent suivi principalement en raison de la possibilité d'une liquidité accrue à l'horizon de la*

[209] Pièce B-0046, p. 7.
[210] Pièce B-0063.

> *fin du suivi, élément qu'Énergir n'avait pas abordé dans sa demande au dossier tarifaire 2019-2020 (R-4076-2018).*
>
> *Énergir réitère sa demande d'arrêt de ce suivi à partir du Rapport annuel 2020. En plus des éléments mentionnés précédemment en 2015, soit :*
>
> - *l'absence de liquidité actuelle à Niagara et l'impossibilité de déterminer un réel avantage/désavantage au niveau du coût de la molécule;*
> - *l'impossibilité opérationnelle pour Énergir d'acheter cette quantité sur une base annuelle plutôt que de l'échanger; et*
> - *le refus de la tierce partie de vendre de la molécule selon l'indice de prix à Niagara* »[211].

[235] Énergir soumet également une analyse prospective concernant la liquidité à Niagara. Le Distributeur explique :

> « *La présence de sites d'entreposage de gaz naturel est un des éléments fondamentaux qui caractérisent l'existence d'un véritable carrefour d'échange de gaz naturel. Ces sites sont des moyens efficaces, voire même essentiels, permettant d'équilibrer l'offre de gaz naturel à la demande et ses fluctuations, notamment en période de pointe. L'entreposage est également nécessaire d'un point de vue opérationnel pour assurer une pression à l'intérieur des paramètres requis et contribue à l'atteinte de l'obligation réglementaire d'assurer une offre de gaz naturel dans le marché qui soit fiable et ce, au plus faible coût* »[212]. [nous soulignons]

[236] Ainsi, Énergir fait valoir que la présence de sites d'entreposage est un élément essentiel afin de permettre qu'un carrefour d'échange puisse exister et assurant ainsi une offre de gaz naturel dans le marché qui soit au plus faible coût.

[237] En ce qui a trait aux caractéristiques du carrefour de Dawn et du carrefour de Niagara, Énergir présente les informations suivantes :

---

211 Pièce B-0063, p. 7 et 8.
212 Pièce B-0063, p. 8.

> « *Selon les données du CNAIE, la région du carrefour de Dawn compte quelques 26 sites d'entreposage de gaz naturel dont le volume utile totalise plus de 249 Bcf et un volume quotidien maximal de livraison de 4,8 Bcf/j. Dans la région de la péninsule de Niagara, le CNAIE ne recense qu'un seul site d'entreposage de gaz naturel, soit le champ « Crowland » propriété d'Enbridge, d'un volume utile de 0,3 Bcf sans toutefois préciser le volume quotidien maximal de livraison. Enbridge indique que ce volume quotidien maximal de livraison serait de 30 MMcf/j.*
>
> *L'écart entre les volumes d'entreposage disponibles à Dawn et ceux dans la péninsule de Niagara témoignent de l'importance du carrefour de Dawn par rapport à celui de Niagara. Ainsi, pour devenir un carrefour important, liquide et susceptible de satisfaire les besoins d'Énergir ou de tout autre distributeur ou entreprise intéressée à y échanger du gaz naturel, la région de Niagara devrait y voir le développement d'importantes capacités additionnelles d'entreposage. Or, les sites d'entreposage sont coûteux et requièrent l'approbation des autorités compétentes* »[213]. [nous soulignons] [note de bas de page omise]

[238] Selon Énergir, la comparaison présentée illustre que le carrefour d'échange situé à Dawn se caractérise par un nombre de sites d'entreposage, un volume utile ainsi qu'un volume quotidien d'entreposage nettement plus importants que ceux du carrefour d'échange situé à Niagara. Ces données témoignent de l'importance du carrefour de Dawn et de l'écart entre ces deux sites.

[239] Finalement, en ce qui a trait aux développements récents et les perspectives d'ajout de capacités d'entreposage dans la région de Niagara, Énergir précise ceci :

> *De plus, depuis 2016, aucun projet d'aménagement ou de réaménagement n'a été réalisé aux États-Unis et aucun projet n'est prévu être réalisé au cours des prochaines années. Au Canada, les informations sont plus difficiles à trouver, mais selon les recherches et les informations dont dispose Énergir, il n'y a pas de projets d'entreposage importants en voie d'être réalisés dans la région de Niagara et ce, d'ici 2026.*
>
> *La quasi-absence de capacité d'entreposage ainsi que les délais et les coûts importants associés à la construction de ces infrastructures portent Énergir à croire*

---

213 Pièce B-0063, p. 9.

> *que la liquidité, au sens de la quantité de transactions effectuées à Niagara, n'augmentera pas, du moins pas de façon à devenir un carrefour de référence sur le marché du gaz naturel, à l'intérieur de l'horizon du suivi (soit d'ici 2026)* »[214] [nous soulignons] [note de bas de page omise]

[240] Énergir n'anticipe pas, d'ici 2026, la réalisation de projets de développement pouvant conduire à l'ajout de capacités d'entreposage, tant au États-Unis qu'au Canada, dans la région de Niagara.

[241] De plus, en raison des coûts et des délais requis pour l'ajout de capacités d'entreposage, l'analyse prospective présentée par Énergir démontre que la liquidité n'augmentera pas suffisamment pour que Niagara devienne un carrefour d'échange à l'intérieur de la période du suivi demandé par la Régie.

[242] L'ensemble de ces éléments conduisent donc le Distributeur à soumettre à la Régie que :

> « […] *la motivation derrière cette demande de suivi de la part de la Régie n'est plus présente* »[215].

[243] Énergir conclut en indiquant que :

> « *Énergir tient à rassurer la Régie que lorsque le contrat viendra à échéance en 2026 (ou avant dans le cadre d'une procédure de prolongement d'échéances contractuelles « Term up »), elle considérera l'ensemble des options disponibles sur le marché tel qu'elle le fait pour l'ensemble de ses contrats d'approvisionnement et comme elle l'a fait pour le dernier « Term up » dans le cadre de la Cause tarifaire 2019-2020* »[216]. [nous soulignons], [note de bas de page omise]

[244] En conséquence, Énergir demande à la Régie de prendre acte du suivi à la décision D-2012-175 relatif à la transaction d'échange entre Dawn et son territoire Energir EDA

---

214 Pièce B-0063, p. 9.
215 Pièce B-0063, p. 9.
216 Pièce B-0063, p. 10.

sur le marché secondaire pour une quantité de 82 000 GJ/jour et de l'autoriser à y mettre fin.

Opinion de la Régie

[245] La Régie considère utile de rappeler certains faits relatifs au cheminement de ce suivi.

[246] Dans sa décision D-2012-075, la Régie ordonnait au Distributeur de déposer, dans le cadre du dossier du rapport annuel, un suivi de cette transaction pour les dix prochaines années présentant notamment l'écart de coût total entre les points de Dawn et Niagara évalué sur le volume du contrat, soit 82 000 GJ/j[217].

[247] L'ampleur de la transaction et la nécessité d'identifier des solutions alternatives avaient notamment motivé la Régie à ordonner ce suivi. Cette dernière avait noté la durée de 10 ans de ce contrat et évalué que le volume de 82 000 GJ/jour de gaz naturel de la transaction d'échange représentait environ 14 % des besoins annuels du Distributeur[218]. Dans cette décision, la Régie concluait que la décision relative à ce contrat n'avait pas été prise avec prudence[219] et indiquait qu'elle s'attendait à ce que les solutions alternatives soient identifiées et que des études de rentabilité complètes soient présentées[220].

[248] Dans le cadre du rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2015 (le Rapport annuel 2015), Énergir avait demandé de mettre fin à ce suivi. Dans sa décision D-2016-111 la Régie rejetait cette demande en soulignant que :

> « *[73] La Régie constate que le marché gazier est en constante mouvance et qu'il est dynamisé par les perspectives de développements favorisant l'approvisionnement en gaz naturel à partir des bassins de Marcellus et de l'Utica. Elle est d'avis que d'importants projets en cours de réalisation permettront d'augmenter la capacité d'importation sur le réseau de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) à Niagara et à Chippawa.*

---

217 Dossier R-3809-2012, décision D-2012-175, p. 36, par. 142.
218 Dossier R-3809-2012, décision D-2012-175, p. 32, par. 122.
219 Dossier R-3809-2012, décision D-2012-175, p. 35, par. 140.
220 Dossier R-3809-2012, décision D-2012-175, p. 35, par. 141.

> *[74] La Régie juge qu'il est probable que le point de réception Niagara devienne plus liquide au cours des prochaines années. Des données de marchés pourront alors être disponibles et plus représentatives des coûts d'approvisionnement entre Niagara-GMIT EDA.*
>
> *[75] La Régie considère que les perspectives futures relatives à l'approvisionnement sont imprévisibles et que les raisons pour mettre fin au suivi de la décision D-2012-175 ne sont pas nécessairement valables à l'horizon 2023* »[221]. [note de bas de page omise]

[249] Lors du dossier tarifaire 2019-2020, Énergir a indiqué que TransCanada PipeLines Limited (TCPL) a initié une procédure de « Term up » exigeant des expéditeurs qu'ils prolongent certains contrats de transport existants ayant une date de fin inférieure à 5 ans après le 1er novembre 2022, à défaut de quoi ils ne pourraient pas être renouvelés à leur échéance (Procédure de prolongation)[222].

[250] Énergir a présenté l'information portant sur ces contrats ainsi que les analyses au soutien de son choix de prolonger l'ensemble de ses contrats sur le marché primaire avec TCPL visés par la Procédure de prolongation ainsi que le contrat d'échange de 82 000 GJ/jour. Elle précisait que :

> « *[21] En ce qui a trait au contrat d'échange permettant de recevoir 82 000 GJ/jour sur le tronçon Dawn/Énergir-EDA, Énergir mentionne avoir échangé avec la tierce partie afin de déterminer les options disponibles. Compte tenu du manque de transparence et de profondeur dans le marché de Niagara et du risque financier associé aux transactions à ce point, le Distributeur et la tierce partie ont conclu qu'il était préférable de conserver la structure de prix actuelle. Énergir fait valoir que cette structure de prix, en plus de limiter les risques de surcoûts importants et de volatilité dans le prix du gaz de réseau, lui accorde une flexibilité opérationnelle supplémentaire à un prix inférieur au marché primaire* »[223]. [nous soulignons]

[251] En lien avec la prolongation de ces contrats, la Régie avait noté, dans sa décision D-2019-160, que le Distributeur avait effectué les mêmes analyses que celles présentées

---

221 Dossier R-3951-2015, décision D-2016-111, p. 28 et 29, par. 73 à 75.
222 Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision D-2019-190, p. 8, par. 15.
223 Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision D-2019-190, p. 9, par. 21.

au dossier tarifaire 2018-2019[224]. À cet égard la Régie rappelle que dans sa décision D-2018-182, elle s'était déclarée satisfaite du suivi déposé par Énergir[225].

[252] Dans sa décision D-2019-190, la Régie avait pris acte de la décision d'Énergir de prolonger les contrats d'échange sur le marché primaire avec TCPL ainsi que le contrat d'échange de 82 000 GJ/jour avec une tierce partie, visés par la Procédure de prolongation. Considérant la prolongation de ce contrat d'échange, la Régie avait demandé à Énergir de poursuivre ce suivi jusqu'aux termes du contrat[226].

[253] La Régie réitère qu'elle s'attend à ce que les solutions alternatives soient identifiées et que des études de rentabilité complètes soient présentées lors de la conclusion d'une transaction importante. Les avantages et les risques associés à ces diverses solutions alternatives doivent être discutés, analysés et évalués.

[254] Dans sa décision D-2012-175, la Régie avait indiqué qu'elle considère que ces exigences applicables aux plans d'approvisionnement sont incontournables lorsqu'il s'agit de présenter un contrat dont les caractéristiques et les risques n'ont pas fait l'objet de discussions préalables dans le cadre du dossier traitant du plan d'approvisionnement[227].

[255] Dans le cadre du dossier tarifaire 2019-2020, Énergir a présenté ses analyses au soutien de la prolongation du contrat d'échange de 82 000 GJ/jour. Au dossier tarifaire 2018-2019, la Régie en avait pris acte et s'était déclarée satisfaite.

[256] La Régie constate que dans le cadre de la présente demande Énergir présente une nouvelle perspective[228] qui ajoute aux éléments auparavant déposés en preuve justifiant ainsi de mettre fin au suivi ordonné dans le cadre de sa décision D-2012-175 et de cesser

---

224 Le Distributeur avait présenté un tableau résumant les analyses réalisées au cours de l'année 2017 aux fins de sa décision de prolonger ou non l'échéance contractuelle des contrats de transport visés par la procédure de « Term up ». Les besoins d'approvisionnement avaient été évalués selon la méthode de la prévision de la demande à la journée de pointe utilisée dans les dossiers tarifaires. Source : Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision D-2018-182, p. 6, par. 11 et 12.

225 Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision D-2019-190, p. 10, par. 23 et 24.

226 Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision D-2019-190, p. 10, par. 25 et 26.

227 Dossier R-3809-2012, décision D-2012-175, p. 35, par. 137.

228 Pièce B-0063, analyse prospective présentée aux pages 7 à 9.

l'obligation de poursuivre le dépôt de ce suivi jusqu'au terme du contrat, tel que demandé à la décision D-2019-160.

[257] **La Régie prend acte du suivi concernant la transaction d'échange de 82 000 GJ/j avec un tiers par Énergir. Par ailleurs, la Régie retient les éléments soulevés par le Distributeur dans son analyse prospective. En conséquence, elle autorise Énergir à mettre fin à ce suivi.**

4.5 SUIVIS RELATIFS AU NIVEAU DE SATURATION DU RÉSEAU PAR RÉGION ET À L'ÉTAT D'AVANCEMENT DES DISCUSSIONS AVEC TCPL POUR LA RÉGION DE L'ESTRIE

[258] Énergir dépose un suivi portant sur l'état de la saturation par région ainsi que de l'avancement des discussions avec TCPL en vue d'identifier les meilleures solutions afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des besoins d'Énergir et de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) dans la région de l'Estrie[229].

État de la saturation du réseau

[259] Conformément à la décision D-2012-158, Énergir dépose le rapport relatif à la saturation du réseau. La Régie a demandé au Distributeur de déposer un suivi qui présente les éléments suivants, distinctement pour la franchise dans son ensemble et pour chacune des régions présentant un niveau de saturation élevé :

> « *[118] … considérant l'enjeu de sécurité du réseau qui est associé au respect d'un avis d'interruption et afin de suivre l'évolution de la situation critique du niveau de saturation du réseau dans certaines régions de la franchise du distributeur, la Régie demande à Gaz Métro de lui soumettre un suivi à cet égard, dès le rapport annuel 2012 et subséquemment dans les autres rapports annuels, tant que la situation de saturation du réseau demeurera critique dans au moins une région desservie par le réseau. Ce rapport devra, notamment, contenir les éléments suivants, distinctement pour la franchise dans son ensemble et pour chacune des régions présentant un niveau de saturation élevé :*

229 Pièce B-0068.

- *les volumes et le nombre de clients interrompus avant GAI (gaz d'appoint pour éviter une interruption), dépannage et retraits interdits;*
- *les volumes et le nombre de clients GAI;*
- *les volumes et le nombre de clients en service de dépannage;*
- *les volumes et le nombre de clients en retraits interdits (incluant les retraits interdits des clients GAI);*
- *les volumes et le nombre de clients interrompus après GAI, dépannage et retraits interdits;*
- *pour les régions dont le niveau de saturation est élevé :*
    - *le débit horaire à la pointe;*
    - *le débit horaire maximum;*
    - *le volume et le nombre de clients interrompus à la pointe* »[230].

[260] Énergir dépose le suivi annuel du niveau de saturation du réseau par région dans le cadre des rapports annuels 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 et 2018 et le reconduit au Rapport annuel 2019.

[261] Énergir présente les données suivantes concernant le taux de saturation du réseau dans les différentes régions[231].

---

230 Dossier R-3809-2012, décision D-2012-158, p. 30, par. 118.

231 Le taux de saturation est le ratio entre le débit horaire à la pointe et le débit horaire maximal du réseau. De plus, le débit horaire maximum utilisé dans le calcul des taux de saturation est fondé sur la pression contractuelle de 4 000 kPa à l'entrée des postes de livraison.

TABLEAU 10
ÉTAT DE LA SATURATION DU RÉSEAU 2018-2019

Régions	Débit horaire (m³/h)		Taux de saturation
	Référence	Maximum	
Abitibi	32 176	41 000	78,4 %
Estrie Sabrevois/Courval	101 304	79 332	127,7 %
Estrie Waterloo/Windsor	61 466	43 650	140,8 %
Estrie Total	162 770	122 982	**132,4 %**
Saguenay	124 894	174 000	71,8 %
Bécancour (avec TCE)	145 209	214 285	67,8 %
Montérégie	239 310	185 000	129,4 %
Montréal	140 000	262 650	53,3 %
Saint-Nicolas/Saint-Flavien	4 273	34 000	12,6 %

Source : Énergir, Pièce B-0068, Tableau 1, p. 6.

[262] Par ailleurs, de l'examen des données portant sur saturation du réseau qui ont été présentées dans les suivis déposés dans le cadre des rapports annuels 2015[232], 2016[233], 2017[234], 2018[235] et 2019[236], la Régie retient :

- Pour les régions de Montréal, de Saint-Nicolas/Saint-Flavien, de Bécancour (avec TCE) et de l'Abitibi, la saturation du réseau a été nettement inférieure à 100 % pour l'ensemble de ces années;
- Pour la région du Saguenay, depuis les deux dernières années, le taux de saturation du réseau est passé de 106,3 %, tel que présenté au suivi du rapport annuel de

232 Dossier R-3951-2015, pièce B-0028, Tableau 1, p. 5.
233 Dossier R-3992-2016, pièce B-0068, Tableau 1, p. 5.
234 Dossier R-4024-2017, pièce B-0082, Tableau 1, p. 5.
235 Dossier R-4079-2018, pièce B-0082, Tableau 1, p. 5.
236 Pièce B-0068, Tableau 1, p. 6.

l'année 2017, à un niveau inférieur à 72 % en 2018 et demeurant en dessous de 72 % en 2019[237];

- la question de la saturation du réseau est présente dans les régions de la Montérégie, Estrie Sabrevois/Courval et Estrie Waterloo/Windsor, où le taux de saturation dépasse 100 %.

[263] **La Régie prend acte du suivi déposé par Énergir et s'en déclare satisfaite.**

État des discussions avec TCPL

[264] En janvier 2015, dans le cadre du dossier R-3919-2015, le Distributeur a déposé une demande relative à des projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay.

[265] En mai 2015, dans le cadre de ce même dossier, Énergir a retiré sa demande d'investissement visant le renforcement du réseau de l'Estrie, malgré le fait que de tels investissements soient inévitables. Le Distributeur indiquait son intention de déposer une nouvelle demande, en temps opportun.

[266] Énergir avait également précisé qu'elle discutait avec TCPL afin de coordonner leurs efforts pour analyser et identifier les meilleures solutions pour assurer la sécurité d'approvisionnement et des besoins d'Énergir et de TQM dans la région de l'Estrie, tout en considérant les mesures temporaires disponibles sur ce tronçon[238].

[267] Dans sa décision D-2015-118, la Régie a pris acte du retrait de cette demande relative à la région de l'Estrie et de la volonté exprimée par Énergir de déposer éventuellement une nouvelle demande.

[268] De plus, dans cette même décision, la Régie demandait au Distributeur :

---

237 Le Distributeur, dans le cadre du dossier R-3919-2015, avait déposé une demande d'autorisation pour un projet d'investissement visant l'amélioration et le renforcement des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay. Dans sa décision D-2015-118, la Régie avait autorisé ce projet pour la région du Saguenay. Ce projet d'investissement ayant été complété, la Régie a autorisé la fin du suivi de ce projet dans le cadre du Rapport annuel au 30 septembre 2018.

238 Note liminaire d'une pièce révisée déposée au dossier R-3919-2015, pièce B-0045, p. 3.

> « *[105] …dans le cadre du suivi aux rapports annuels portant sur l'évolution de la situation critique du niveau de saturation des réseaux de transmission, de présenter l'état des discussions avec TCPL permettant d'identifier les meilleures solutions pour assurer la sécurité d'approvisionnement des besoins de Gaz Métro et de TQM dans la région de l'Estrie* »[239].

[269] En 2015, un groupe de travail composé de membres de chacune des trois entreprises a été formé pour entamer les discussions visant à développer une solution commune afin de répondre aux besoins d'Énergir, de TCPL et de TQM. Bien que l'entente de pression temporaire permette d'assurer un service continu en Estrie durant le développement de la solution commune, Énergir précise que le groupe de travail est d'avis que cette entente ne peut être considérée comme une solution à long terme pour répondre à la demande sur le réseau de distribution, étant donné que la demande sur les réseaux d'Énergir, de TCPL et de TQM est appelée à changer dans le futur.

[270] Ainsi, Énergir a déposé le suivi annuel sur l'état des discussions avec TCPL dans le cadre des rapport annuels 2015[240], 2016[241], 2017[242] et 2018[243]. Dans le cadre du Rapport annuel 2019, à titre de suivi de la décision D-2015-118, Énergir présente l'état des discussions avec TCPL à la pièce B-0068[244].

[271] Énergir explique qu'après plusieurs mois d'efforts concertés, elle a développé avec TQM et TCPL une solution globale et optimale, à long terme, pour l'ensemble de la clientèle visant à régler les enjeux de saturation des réseaux d'Énergir et de TQM dans les régions de l'Estrie et de la Montérégie.

[272] Énergir précise avoir déposé les paramètres de cette solution globale et optimale au dossier R-4108-2019 et ajoute qu'elle dispose d'une entente avec TCPL aux termes de laquelle la pression de livraison à Waterloo permet de répondre à la demande projetée.

---

239 Dossier R-3919-2015, décision D-2015-118, p. 25, par. 105.
240 Dossier R-3951-2015, pièce B-0142.
241 Dossier R-3992-2016, pièce B-0068.
242 Dossier R-4024-2017, pièce B-0082.
243 Dossier R-4079-2018, pièce B-0082.
244 Pièce B-0068.

[273] Énergir indique que la réalisation de ce projet[245] de renforcement des réseaux de transmission permettra d'assurer la sécurité d'approvisionnement des clients existants situés en Estrie et en Montérégie. Ce projet permettra aussi de renforcer les réseaux d'Énergir, de TCPL et de TQM et d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement à long terme. Le Projet offre à Énergir l'opportunité d'accroître sa clientèle dans le futur et de favoriser le développement économique en Estrie et en Montérégie.

[274] Énergir indique que la fin des travaux pour ce projet est prévue pour novembre 2022[246].

[275] Dans sa décision D-2020-011[247], la Régie était d'avis que ce projet permettrait d'atteindre les objectifs visés en plus de constituer la solution la plus avantageuse pour Énergir et sa clientèle. De plus, la Régie constatait que la solution retenue s'avérait la moins coûteuse et permettrait de répondre adéquatement à la situation de saturation du réseau de l'Estrie et de la Montérégie à plus brève échéance.

[276] Dans cette même décision[248], la Régie a autorisé Énergir à réaliser ce projet et lui a demandé de déposer, lors des prochains dossiers de rapport annuel, les données nécessaires à l'examen du suivi des coûts et de l'impact tarifaire du Projet.

[277] En conséquence, compte tenu des résultats à ce jour sur l'état de la saturation par région ainsi que de l'avancement des discussions avec TCPL en vue d'identifier les meilleures solutions afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des besoins d'Énergir et de TQM dans la région de l'Estrie, Énergir demande à la Régie de l'autoriser à mettre fin aux deux suivis exigés par les décisions D-2012-158 et D-2015-118.

Opinion de la Régie

[278] Dans sa décision D-2012-158, la Régie indiquait qu'elle était préoccupée par la saturation du réseau et demandait à Énergir de déposer un suivi dans le cadre du rapport annuel tant que la saturation du réseau demeurerait critique dans au moins une région.

---

245 Dossier R-4108-2019, décision D-2020-011, p. 9 et 10, par. 18 et 19.
246 Dossier R-4108-2019, décision D-2020-011, p. 11, par. 24 calendrier des travaux.
247 Dossier R-4108-2019, décision D-2020-011, p. 15, par. 34.
248 Dossier R-4108-2019, décision D-2020-011, p. 15, par. 39 et 40.

[279] Dans sa décision D-2015-118, la Régie a autorisé un projet de renforcement du réseau de transmission pour la région du Saguenay. La Régie constate que les suivis présentés dans les rapports annuels de 2018 et 2019 indiquent que le taux de saturation dans cette région a diminué à un taux inférieur à 100 %.

[280] Par ailleurs, les suivis déposés par Énergir indiquent que pour les quatre autres régions, soit l'Abitibi, Bécancour, Montréal et Saint-Nicolas/Saint-Flavien, les taux de saturation sont inférieurs à 100 % et ne représentent pas un enjeu.

[281] La Régie constate ainsi que les enjeux de saturation du réseau sont présents dans trois régions : Montérégie, Estrie Sabrevois/Courval et Estrie Waterloo/Windsor. Elle retient également qu'une solution temporaire au problème de saturation repose sur une pression de livraison supérieure à la pression contractuelle.

[282] Énergir a identifié une solution, dont les principaux paramètres ont été présentés dans le cadre du dossier R-4108-2019, et que la Régie a approuvée par sa décision D-2020-011. La Régie note que les travaux qui conduiront au renforcement du réseau de l'Estrie et de la Montérégie devraient être complétés en novembre 2022.

[283] Même si trois régions présentent un taux de saturation supérieur à 100 %, la Régie constate que le Distributeur a identifié et obtenu les autorisations nécessaires afin de mettre en place une solution pérenne.

[284] Ainsi, la Régie évalue que la situation de saturation du réseau n'est plus critique et considère qu'un suivi annuel portant sur l'ensemble du réseau n'est plus nécessaire.

[285] Toutefois, la Régie considère important de demeurer informée de la situation du réseau dans les régions de la Montérégie de l'Estrie Sabrevois/Courval et Estrie Waterloo/Windsor jusqu'à ce que le projet approuvé soit complété et que la situation quant aux taux de saturation soit résolue dans ces régions.

[286] La Régie considère que le dépôt d'un suivi portant sur trois régions contribue à l'allègement réglementaire.

[287] **La Régie prend acte du suivi déposé par Énergir relatif à l'état d'avancement des discussions avec TCPL pour la Région de l'Estrie.**

[288] **La Régie autorise Énergir à mettre fin aux suivis ordonnés dans la décision D-2012-158 relatifs au niveau de saturation par région et les suivis ordonnés dans la décision D-2015-118 relatifs à l'état d'avancement des discussions avec TCPL.**

[289] **La Régie ordonne à Énergir de déposer, dans le cadre des prochains rapports annuels, un suivi portant sur la saturation des régions de la Montérégie, de l'Estrie Sabrevois/Courval et de l'Estrie Waterloo/Windsor, tant que le problème des taux de saturation n'aura pas été résolu dans ces régions. Ce suivi devra contenir la même information que le suivi présentement déposé.**

4.6 SUIVI DE LA DÉCISION D-2014-077

[290] Dans sa décision D-2014-077[249], la Régie ordonne :

> « *[112] La Régie considère que les stratégies de retrait et d'injection privilégiées par le consultant externe et le Distributeur sont de nature à faire diminuer les coûts de la clientèle.*
>
> *[113] La Régie ordonne que ces stratégies de retrait et d'injection soient mises en œuvre dès que possible et que le Distributeur présente, dans le cadre de son rapport annuel :*
>
> - *la gestion du plan d'injection, en expliquant comment Gaz Métro s'est adaptée aux événements, dans l'intérêt économique de la clientèle;*
> - *le plan de retrait mis à jour en cours d'année pour s'adapter aux événements, dans l'intérêt économique de la clientèle, et la gestion qui en a été faite* ».

[291] En suivi de cette décision, Énergir présente la gestion des retraits et des injections appliquée au cours de l'année 2018-2019 ainsi que les mouvements d'inventaire, selon les données prévues au dossier tarifaire et les données réelles[250].

---

249 Dossier R-3837-2013 Phase 3, décision D-2014-077, par. 112 et 113.

250 Pièce B-0195, p. 2, Tableaux 1 et 2.

[292] Le Distributeur mentionne que, malgré un début d'hiver rigoureux, les niveaux d'inventaire observés au cours de l'hiver 2018-2019 ont sensiblement respecté le profil projeté au dossier tarifaire avec des retraits concentrés de décembre 2018 à février 2019.

[293] Énergir souligne que la variation de la gestion de l'inventaire entre le dossier tarifaire et le réel s'explique notamment par : la gestion des contrats d'entreposage (remplacement de deux contrats associés à un espace d'entreposage de 116,1 10^6m³ venant à échéance le 31 mars 2019 par un contrat associé à un espace d'entreposage de 203,9 10^6m³), la variation des conditions climatiques ainsi que certaines contraintes opérationnelles et contractuelles chez Enbridge Gas[251].

[294] Afin d'évaluer l'impact financier de la modification de la gestion des retraits ou des injections au site d'entreposage d'Enbridge Gas, Énergir applique l'indice mensuel de prix NGX Dawn à la variation des retraits ou des injections par mois, en tenant compte des mouvements projetés selon l'ancienne stratégie applicable avant 2014 et des mouvements réels constatés au cours de l'année 2018-2019[252].

[295] Énergir évalue que l'impact financier associé à la variation des coûts d'achat à Dawn s'est traduit en une hausse de 249 000 $ sur les retraits et de 557 000 $ sur les injections et en une baisse de 371 000 $ sur les coûts de maintien des inventaires. Conséquemment, sa stratégie de gestion des inventaires au site de Enbridge Gas se traduit en un impact financier total défavorable de 434 000 $, expliqué par des prix réels d'achat de gaz naturel plus élevés au cours des derniers mois de l'année financière 2018-2019.

[296] Questionnée par la Régie sur la pertinence de modifier le suivi, Énergir mentionne qu'elle est disposée, le cas échéant, à déposer l'information souhaitée à compter du prochain rapport annuel afin de tenir compte des volumes d'inventaires réellement contractés au cours d'année dans les évaluations relatives à la gestion et le plan de retraits et d'injection, tel que demandé par la décision D-2014-077 et aux fins d'établir l'impact financier de la gestion d'inventaire en fonction des données projetées au dossier tarifaire, selon la stratégie en vigueur et les mouvements réels d'inventaire de l'année[253]. Énergir considère adéquat de comparer la stratégie projetée au plan d'approvisionnement avec les mouvements d'inventaires réels tout en tenant compte des niveaux d'inventaires

---

251 Pièce B-0195, p. 3.
252 Pièce B-0195, p. 3 à 5.
253 Pièce B-0193, p. 22, réponse à la question 5.2.

réellement contractés, bien qu'elle indique déjà le faire en partie, en ce qui concerne les écarts entre la stratégie projetée au plan d'approvisionnement et le réel.

[297] Le Distributeur est d'avis qu'évaluer l'impact financier en comparant la stratégie projetée au plan d'approvisionnement à la stratégie antérieure à la décision D-2014-077, tel que déposé actuellement au rapport annuel n'a de pertinence qu'à titre de constat *a posteriori*[254]. Énergir mentionne que l'information peut se révéler pertinente pour connaître notamment l'impact approximatif et le caractère avantageux du choix de la nouvelle stratégie en fonction d'une moyenne historique sur un horizon de 10 ans.

Opinion de la Régie

[298] La Régie est d'avis que pour répondre au suivi de la décision D-2014-077, les évaluations relatives à la gestion et au plan des retraits et des injections au site d'entreposage d'Enbridge Gas doivent tenir compte des volumes d'inventaires associés aux contrats en entreposage réellement contractés en cours d'année ainsi que de la stratégie d'entreposage en vigueur.

[299] La Régie considère que ces informations permettent d'évaluer de façon représentative la mise en application de la stratégie de gestion de l'entreposage d'Enbridge Gas au cours de l'année et, possiblement, éviter les biais associés aux écarts de niveaux d'inventaire en fonction des contrats d'entreposage considérés ou de la stratégie prise en compte dans l'évaluation.

[300] **En conséquence, la Régie demande à Énergir de modifier, à compter du prochain dossier du rapport annuel, le suivi portant sur la stratégie de gestion des retraits et injections au site d'entreposage d'Enbridge Gas afin de tenir compte des volumes d'inventaires en entreposage en fonction des contrats réellement détenus en cours d'année et de la stratégie approuvée à la décision D-2014-077, selon le format présenté aux Tableaux 1, 2 et 3 de la réponse 22.1 pièce B-0174[255], pour les éléments suivants :**

---

254 Pièce B-0193, p. 23, réponse à la question 5.3.

255 Pièce B-0174.

- les évaluations et les explications relatives à la gestion et au plan de retraits et d'injections en entreposage appliqué en cours d'année et;
- l'évaluation de l'intérêt économique, soit l'impact financier, de la gestion de l'inventaire d'entreposage auprès d'Enbridge Gas.

[301] **La Régie demande également à Énergir de présenter en annexe du suivi, à compter du prochain dossier du rapport annuel, la liste des contrats d'entreposage détenus au cours de l'année, incluant les contrats ayant pris échéance et les contrats renouvelés, tel que présenté à la pièce B-0195[256], annexe 1.**

[302] **Considérant la pertinence de constater l'impact estimé et le caractère avantageux du choix de la stratégie en vigueur, la Régie demande à Énergir de présenter, en annexe au suivi à compter du prochain dossier du rapport annuel, une évaluation de l'impact financier de la gestion d'inventaire en entreposage d'Enbridge Gas en tenant compte du plan de retraits et d'injections de la stratégie en vigueur (tableau 1 de la pièce B-0195[257]) comparativement à la stratégie antérieure (tableau 3 de la pièce B-0195[258]). Cette évalulation devra également tenir compte des niveaux d'inventaire en entreposage réellement détenus en cours d'année.**

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

[303] [redacted][259].

[256] Pièce B-0195.
[257] Pièce B-0195.
[258] Pièce B-0195.
[259] Dossier R-4079-2018, pièce B-0080 (sous pli confidentiel).

[304] [redacted][260], [redacted].

[305] [redacted]:

[redacted]

[306] [redacted][261].

[307] [redacted]

[260] Paragraphes 203 et 211.

[261] Pièce B-0175, p. 49, réponse à la question 23.1 (sous pli confidentiel).

[redacted].

[308] [redacted][262].

[309] [redacted][263].

[redacted]

[310] [redacted][264], [redacted].

[311] [redacted][265].

[312] [redacted][266] :

- [redacted];

[262] Pièce B-0175, p. 49 et 50, réponse à la question 23.1 (sous pli confidentiel).
[263] Pièce B-0066, p. 4 (sous pli confidentiel).
[264] Paragraphe 245 (sous pli confidentiel).
[265] Pièce B-0175, p. 51 et 52, réponse à la question 23.3 (sous pli confidentiel).
[266] Pièce B-0175, p. 53 et 54, réponse à la question 23.4 (sous pli confidentiel).

- [redacted].

[313] [redacted].

[314] [redacted]:

- [redacted];
- [redacted].

[315] [redacted].

Opinion de la Régie

[316] **Sur la base des explications relatives au** [redacted]**, la Régie prend acte du suivi relatif à la transaction mentionnée à la section 2 de la pièce B-0066.**

[317] [redacted]

[redacted][267].

[318] [redacted].

5. CONFIDENTIALITÉ

5.1 GESTION DES INVENTAIRES ET VENTES DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ ET SUIVI DES DÉSÉQUILIBRES VOLUMÉTRIQUES LIÉS À L'ACTIVITÉ DE REGAZÉIFICATION DE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ

[319] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements caviardés présentés à la pièce B-0050, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0049, ainsi que pour les renseignements présentés à la pièce B-0051, déposée sous pli confidentiel, pour une durée de dix ans, à l'issue de laquelle les informations commerciales faisant l'objet de la demande d'ordonnance de traitement confidentiel seront obsolètes et sans intérêt d'un point de vue concurrentiel.

[320] Dans sa déclaration sous serment, Monsieur Étienne Champagne indique que les renseignements caviardés de la pièce B-0050 portent sur la gestion des inventaires ainsi que sur les ventes de GNL effectuées par Gaz Métro GNL à partir de l'usine LSR pour la période comprise entre le 1er octobre 2018 et le 30 septembre 2019. Les renseignements de la pièce B-0051 portent sur le suivi des déséquilibres volumétriques liés à l'activité de regazéification de GNL effectuée par Gaz Metro GNL à partir de l'usine LSR pour la période comprise entre le 1er octobre 2018 et le 30 septembre 2019. Monsieur Champagne indique que ces renseignements sont de nature commerciale et stratégique qui, s'ils sont divulgués au public, pourraient porter atteinte aux négociations

[267] Pièce B-0047, Tableau 3, col. 5, ligne l.12.

contractuelles futures de Gaz Métro GNL et à sa position concurrentielle et ainsi lui causer un préjudice commercial.

[321] **Pour les motifs invoqués dans la déclaration sous serment de Monsieur Étienne Champagne, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0050, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0049, ainsi que pour les renseignements de la pièce B-0051 déposée sous pli confidentiel. Elle en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée de dix ans.**

5.2 INFORMATIONS RELATIVES AUX PROJETS D'INVESTISSEMENT

[322] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements relatifs aux coûts de projets d'investissement faisant l'objet de suivis, soit les tableaux et informations caviardées contenues aux pièces B-0091, B-0095, B-0097, B-0099, B-0101, B-0104, B-0108, B-0110, B-0113, B-0115, B-0117 (révisée B-0167), B-0119, B-0121, B-0123, B-0125 et B-0127, lesquelles pièces ont été respectivement déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0090, B-0094, B-0096, B-0098, B-0100, B-0103, B-0107, B-0109, B-0112, B-0114, B-0116 (révisée B-0168), B-0118, B-0120, B-0122, B-0124 et B-0126.

[323] Au soutien de sa demande de traitement confidentiel, Énergir dépose une déclaration sous serment de Madame Caroline Dallaire dans laquelle elle indique que le Distributeur a demandé, dans les dossiers requérant l'autorisation de la Régie et afin de procéder aux investissements dont font état ces pièces, que ces renseignements et tableaux soient traités de façon confidentielle, puisqu'il devait s'engager dans un processus d'appel de propositions.

[324] Madame Dallaire soumet que dans chacun des dossiers visés, la Régie s'est dite satisfaite des explications fournies au soutien des demandes de traitement confidentiel et a interdit la divulgation, la publication et la diffusion de ces renseignements et tableaux jusqu'à ce que le projet d'investissement soit complété. Elle ajoute qu'en date du 20 décembre 2019, aucun des projets d'investissement faisant l'objet des suivis contenus aux pièces énumérées précédemment n'est complété. Ainsi, le traitement confidentiel des renseignements aux pièces énumérées vise à éviter que les entrepreneurs concernés n'ajustent leurs coûts en fonction de ces informations.

[325] Énergir demande également le traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0032, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0031. Il s'agit de renseignements relatifs aux coûts de certains projets ou permettant de les déduire. Énergir en demande le traitement confidentiel, appuyé par la déclaration sous serment de Madame Caroline Dallaire, pour les mêmes motifs et la même durée plus haut mentionnés.

[326] **Pour les motifs exposés à la déclaration sous serment de Madame Dallaire, la Régie accueille les demandes d'Énergir quant au traitement confidentiel des tableaux et informations caviardées contenues aux pièces B-0091, B-0095, B-0097, B-0099, B-0101, B-0104, B-0108, B-0110, B-0113, B-0115, B-0117, B-0119, B-0121, B-0123, B-0125, B-0127, B-0032 et B-0167, lesquelles pièces ont été respectivement déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0090, B-0094, B-0096, B-0098, B-0100, B-0103, B-0107, B-0109, B-0112, B-0114, B-0116, B-0118, B-0120, B-0122, B-0124, B-0126, B-0031 et B-0168. Elle en interdit la divulgation, la publication et la diffusion jusqu'à ce que chacun des projets visés par ces pièces soit complété.**

5.3 ÉTATS FINANCIERS ET AUTRES INFORMATIONS FINANCIÈRES

[327] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements relatifs aux états financiers et autres informations financières, soit les renseignements caviardés de la pièce B-0018 déposée comme pièce confidentielle B-0017 ainsi que les renseignements contenus aux pièces B-0128, B-0129, B-0130, B-0131, B-0132, B-0133, B-0134, B-0135, B-0136, B-0137 et B-0138 déposées sous pli confidentiel.

[328] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0018, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0117 ainsi que des pièces B-0128, B-0129, B-0130, B-0131, B-0132, B-0133, B-0134, B-0135, B-0136, B-0137 et B-0138, au motif que la communication des renseignements visés entraînerait la divulgation au public d'informations financières qui doivent demeurer confidentielles. Dans sa déclaration sous serment au soutien de cette demande, Madame Chantal Vermette affirme que ces renseignements ne sont pas connus du public et que leur divulgation risquerait de causer un préjudice commercial à Énergir et ses filiales. Selon sa déclaration sous serment, le traitement confidentiel devrait être ordonné pour une durée de dix ans, soit

jusqu'à ce que les données de nature financière deviennent obsolètes et sans intérêt d'un point de vue concurrentiel.

[329] **Pour les motifs exposés à la déclaration sous serment de Madame Vermette, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0018, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0017 ainsi que des renseignements contenus aux pièces déposées sous pli confidentiel B-0128, B-0129, B-0130, B-0131, B-0132, B-0133, B-0134, B-0135, B-0136, B-0137 et B-0138 et interdit leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour une durée de dix ans.**

5.4 SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION

[330] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0083 révisée B-0165, également déposées sous pli confidentiel comme pièce B-0082 révisée B-0166 ainsi que des renseignements de la pièce B-0084. Ces pièces contiennent respectivement les indices de suivi relatifs au SPEDE pour la période comprise entre le 1er octobre 2018 et le 30 septembre 2019, ainsi que l'évolution du CFR lié au SPEDE.

[331] Énergir indique que ces renseignements doivent être traités de façon confidentielle car il s'agit de renseignements de nature stratégique et confidentielle portant sur les unités d'émission et les crédits compensatoires achetés dans le cadre des ventes aux enchères ou en vertu des transactions de gré à gré, ainsi que le détail des transactions effectuées (prix et quantités) entre le 1er octobre 2018 et le 30 septembre 2019.

[332] Le Distributeur dépose à cet effet une déclaration sous serment de Monsieur Vincent Pouliot, dans laquelle il affirme que la divulgation des renseignements des pièces visées par la présente section pourrait porter gravement atteinte aux futures négociations d'Énergir ou aux actions posées par cette dernière, en permettant à d'autres acteurs susceptibles d'intervenir dans le cadre du SPEDE d'ajuster leur positionnement en conséquence, et donc, de lui causer un préjudice commercial au détriment de la clientèle.

[333] Le Distributeur soutient que la divulgation de ces renseignements serait contraire aux exigences prévues au premier paragraphe de l'article 51 du *Règlement concernant le Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*[268], lequel ne précise pas de délai à l'échéance duquel la divulgation serait permise.

[334] **Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de Monsieur Vincent Pouliot, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés des pièces B-0083 et B-0165, également déposées sous pli confidentiel comme pièce B-0082 et B-0166 ainsi que les renseignements de la pièce B 0084 déposée sous pli confidentiel. Elle en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une période d'une durée indéterminée.**

5.5 REVENUS, COÛTS D'APPROVISIONNEMENT ET AUTRES INFORMATIONS

[335] Énergir soumet que les renseignements caviardés de la pièce B-0044, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0043, contiennent les prix ou les informations permettant de les déduire, consentis par des tiers pour des transactions d'échange entre des points géographiques ou des achats de capacité de transport. Elle affirme que ces renseignements caviardés sont de nature commerciale et leur divulgation pourrait porter atteinte aux négociations contractuelles futures d'Énergir et ainsi lui causer un préjudice commercial au détriment de l'ensemble de sa clientèle.

[336] Énergir soumet que les renseignements caviardés de la pièce B-0060 (révisée B-0183), également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0059 (révisée B-0184) présentent le détail des transactions opérationnelles et financières conclues entre le 1er octobre 2018 et le 30 septembre 2019, plus précisément le détail des revenus générés par ces transactions d'optimisation. Elle affirme que ces renseignements sont de nature commerciale et révèlent le prix auquel Énergir est prête à conclure les transactions d'optimisation, et qui, si elles sont divulguées au public, pourrait porter atteinte aux négociations contractuelles futures d'Énergir et ainsi lui causer un préjudice commercial au détriment de l'ensemble de sa clientèle.

---

[268] RLRQ, c. Q-2, r. 46.1.

[337] Énergir soumet que les renseignements contenus à la pièce B-0061 énumèrent les transactions de gaz d'appoint effectuées au cours du dernier exercice. Elle indique que la pièce B-0061 contient des renseignements qui sont de nature à permettre d'identifier les clients visés par les transactions et ne souhaite pas divulguer ce type d'information en raison du caractère privé des accords conclus avec ces clients. Énergir soutient que les informations commerciales confidentielles qui concernent les clients visés par ces transactions, si elles sont divulguées au public, pourraient porter atteinte aux négociations contractuelles futures d'Énergir et ainsi lui causer préjudice commercial au détriment de l'ensemble de sa clientèle.

[338] Énergir soumet que les renseignements caviardés contenus à la pièce B-0067, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0066, contiennent les transactions intervenues entre Énergir et des entités qui lui sont apparentées dont, entre autres, les prix consentis par ces dernières. Elle soumet que les renseignements qui y sont contenus sont de nature commerciale, et s'ils sont divulgués au public, pourraient porter atteinte aux négociations contractuelles futures d'Énergir et ainsi lui causer un préjudice commercial au détriment de l'ensemble de sa clientèle.

[339] Finalement, en ce qui a trait aux renseignements caviardés de la pièce B-0063, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0062, Énergir soumet y avoir eu accès, mais qu'ils sont protégés par des ententes de confidentialité exigées par leur fournisseur. Ainsi la divulgation de ces renseignements caviardés contreviendrait à ces ententes de confidentialité et, notamment, nuirait aux relations futures qu'Énergir devra entretenir avec les fournisseurs de ces informations.

[340] **Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de Monsieur Vincent Regnault, la Régie accueille les demandes d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés des pièces B-0044, B-0060, B-0067 et B-0183, respectivement déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0043, B-0059, B-0066 et B-0184, ainsi que pour les renseignements contenus à la pièce B-0061. Elle en interdit la divulgation, la publication, et la diffusion pour une période de dix ans.**

[341] **La Régie accueille également la demande d'Énergir relative au traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0063, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0062, et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée indéterminée.**

[342] **La Régie interdit la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements confidentiels contenues aux pièces déposées sous pli confidentiel B-0151, B-0158, B-0159 et B-0185 pour les durées ci-haut mentionnées.**

5.6 MODERNISATION DE LA SOLUTION INFORMATIQUE UTILISÉE POUR LA GESTION DES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS

[343] Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements contenus à la pièce B-0092, lesquels renseignements sont relatifs à la modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers.

[344] Le Distributeur mentionne qu'en [redacted].

[345] **Pour les motifs invoqués à la déclaration sous serment de Monsieur Charles Brenn, la Régie accueille la demande de traitement confidentiel des renseignements contenus à la pièce B-0092, et interdit leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour une période d'une durée indéterminée.**

[346] Par ailleurs, la Régie constate que la déclaration sous serment de Monsieur Charles Brenn au soutien de sa demande de traitement confidentiel contient elle-même des renseignements visés pas la demande de traitement confidentiel. **La Régie interdit la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements caviardés de la pièce B-0010, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0011, pour une durée indéterminée.**

5.7 RÉPONSES AUX DDR

[347] Énergir dépose, sous pli confidentiel, certaines réponses à la DDR n° 1 et la DDR n° 2 de la Régie ainsi que des réponses à la DDR n° 1 de SÉ-AQLPA, et demande leur traitement confidentiel, aux motifs invoqués aux déclarations sous serment préalablement déposées au dossier :

- Réponses à la DDR n° 1 de la Régie : les renseignements caviardés des réponses 23.1, 23.2, 23.3 et 24.1 pour les motifs énoncés aux paragraphes 14 à 18 de la déclaration sous serment de Monsieur Vincent Regnault ainsi que pour les motifs énoncés à la déclaration sous serment de Monsieur Étienne Champagne, pour la même durée. Les renseignements caviardés des réponses à la DDR n° 1 de la Régie sont à la pièce B-0174, également déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0175;

- Réponses à la DDR n° 2 de la Régie : les renseignements caviardés de la pièce B-0193 pour les motifs énoncés aux paragraphes 14 à 18 de la déclaration sous serment de Monsieur Vincent Regnault ainsi que pour les motifs énoncés à la déclaration sous serment de Monsieur Étienne Champagne pour la même durée. La pièce B-0193 caviardée a également été déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0192;

- Réponses à la DDR n° 1 de SÉ-AQLPA : Énergir demande le traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0177, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0178. Énergir dépose une déclaration sous serment de Monsieur Mathieu Johnson au soutien de la demande de traitement confidentiel de certaines réponses à cette DDR n°1 de SÉ-AQLPA. Le Distributeur mentionne que les renseignements caviardés contiennent des renseignements confidentiels relatifs aux contrats d'approvisionnement en GNR d'Énergir. Il souligne qu'il est bénéfique de maintenir la confidentialité des renseignements confidentiels puisque ces renseignements, s'ils étaient divulgués au public, permettraient aux différents fournisseurs et producteurs de GNR de connaître les caractéristiques des contrats d'approvisionnement en GNR d'Énergir, permettant ainsi à ces producteurs et fournisseurs de GNR d'ajuster leur offre de services en conséquence, ceci pouvant porter atteinte aux négociations contractuelles futures d'Énergir et ainsi lui causer un préjudice commercial au détriment de l'ensemble de sa clientèle. De plus, le

Distributeur mentionne que les ententes conclues avec EBI et Tidal prévoient explicitement que leurs caractéristiques doivent demeurer confidentielles. Énergir en demande le traitement confidentiel pour une durée indéterminée.

[348] **Considérant les ordonnances de traitement confidentiel rendues relativement aux renseignements et aux pièces énoncés à la section 5 de la présente décision, la Régie accueille les demandes d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés des pièces B-0174 et B-0193 respectivement déposées sous pli confidentiel comme pièces B-0175 et B-0192. La Régie en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une durée de dix ans.**

[349] **Pour les motifs contenus à la déclaration sous serment de Monsieur Mathieu Johnson, la Régie accueille la demande d'Énergir quant au traitement confidentiel des renseignements caviardés de la pièce B-0177, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0178, et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour une période indéterminée.**

5.8 ANNEXES AU FORMAT EXCEL À L'USAGE UNIQUE DU PERSONNEL AUTORISÉ DE LA RÉGIE

[350] Énergir dépose sous pli confidentiel les pièces B-0150, B-0151 (révisée B-0185), B-0158 et B-0159 lesquelles constituent des annexes au format Excel uniquement disponibles au personnel autorisé de la Régie. Ces annexes contiennent des renseignements confidentiels, présentés sous divers onglets, visés par les différentes ordonnances de traitement confidentiel rendues plus haut à la présente décision, pour des motifs et durées y étant énoncés.

[351] **La Régie réitère le caractère confidentiel des renseignements confidentiels contenus aux pièces déposées sous pli confidentiel B-0150, B-0151, B-0158, B-0159 et B-0185 et en réitère l'interdiction de divulgation, de publication et de diffusion, pour les durées prévues aux ordonnances de traitement confidentiel respectives.**

6. FRAIS DES INTERVENANTS

[352] L'ACEFQ, la FCEI et SÉ-AQLPA demandent le paiement de frais encourus pour leur participation au présent dossier, dont les montants totalisent 38 821,15 $.

[353] Énergir n'a pas de commentaires à formuler à l'égard des demandes de paiement de frais des intervenants.

Cadre juridique et principes applicables

[354] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut, notamment, ordonner au Distributeur de payer tout ou partie des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[355] Le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*[269] et le *Guide de paiement des frais 2012*[270] (le Guide) encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer.

Frais réclamés, frais admissibles et frais octroyés

[356] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés en tenant compte des critères prévus à l'article 15 du Guide. Elle évalue également l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations en tenant compte des critères prévus à l'article 16 du Guide.

[357] La Régie a reçu les demandes de paiement de frais des intervenants, selon les modalités prévues au Guide. Au présent dossier, les frais réclamés par les intervenants sont jugés admissibles à l'exception de l'ACEFQ où une correction du calcul des taxes a été appliquée.

---

269 RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1.
270 Guide de paiement des frais 2012.

[358] La Régie juge que les frais réclamés par la FCEI sont raisonnables et que sa participation a été utile à ses délibérations. **Conséquemment, la Régie octroie à la FCEI la totalité des frais réclamés**.

[359] En ce qui concerne la participation de l'ACEFQ qui traitait de quatre sujets[271], la Régie constate que l'intervention portant sur les programmes et activités en efficacité énergétique (PAEÉ) a été ciblée concernant l'écart de performance du programme « Soutien aux MFR ». Toutefois, l'intervention portait majoritairement sur le redressement du programme, alors que le paragraphe 19 de la décision procédurale D-2020-024[272] du présent dossier indique qu'il n'est pas pertinent de proposer des suivis à l'égard des programmes en efficacité énergétique qui seraient traités dans des dossiers réglementaires ou administratifs subséquents. De plus, les recommandations concernant le calibrage de l'indicateur de « Fréquence de lecture de compteurs » ainsi que les commentaires concernant l'amortissement des frais reportés et actifs intangibles ont été d'une faible utilité.

[360] En conséquence, la Régie juge que la participation de l'ACEFQ a été partiellement utile à ses délibérations. **La Régie lui octroie un montant de 10 000 $, taxes incluses**.

[361] Quant à SÉ-AQLPA, l'intervention au sujet des PAEÉ était constituée, de façon générale, des demandes de redressement des programmes et volets du PGEÉ, sans égard au cadre établit aux paragraphes 17 à 19 de la décision procédurale D-2020-024[273] du présent dossier. Ainsi, l'intervention sur ce sujet a été d'une faible utilité. De plus, la Régie note la présence de deux analystes avec un total de 52 heures, ce qui excède considérablement le nombre d'heures réclamé par les autres intervenants pour le travail d'analyse. **Compte tenu de ces facteurs, la Régie lui octroie 7 000 $, taxes incluses.**

[362] Le tableau suivant présente les frais réclamés par les intervenants, les frais admissibles et les frais octroyés par la Régie, incluant les taxes.

---

271 Pièce C-ACEFQ-0006.
272 Décision D-2020-024, p. 7 et 8, par. 17 à 19.
273 Décision D-2020-024, p. 7 et 8, par. 17 à 19.

TABLEAU 11

FRAIS RÉCLAMÉS, ADMISSIBLES ET OCTROYÉS

INTERVENANTS	FRAIS RÉCLAMÉS ($)	FRAIS ADMISSIBLES ($)	FRAIS OCTROYÉS ($)
ACEFQ	12 989,65	12 971,32*	10 000,00
FCEI	6 429,78	6 429,78	6 429,78
SÉ-AQLPA	18 880,05	18 880,05	7000,00
TOTAL	**38 299,48**	**38 281,15**	**23 429,78**

***ACEFQ :** CORRECTION DU CALCUL DES TAXES POUR L'AVOCAT ET L'ANALYSTE

[363] **Vu ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE, en partie, la demande d'Énergir;

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

PREND ACTE du fait que, conformément à la décision D-2017-135 :

- les associés et la clientèle d'Énergir se partageront le trop-perçu de 30,3 M$ relié au service de distribution;
- un trop-perçu de 19,7 M$ relié au service de transport sera remboursé à la clientèle;
- un manque à gagner de 12,6 M$ relié au service d'équilibrage sera assumé par la clientèle;
- un manque à gagner de 0,83 M$ relié aux services de fourniture et de SPEDE sera assumé par la clientèle.

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

PREND ACTE des résultats du PGEÉ 2018-2019;

PREND ACTE du fait qu'Énergir a droit à une bonification de 0,24 M$ reliée aux transactions d'optimisation financières et à l'optimisation de son plan d'approvisionnement;

REPORTE au dossier tarifaire R-4119-2020 sa décision finale en ce qui a trait au changement de pratique comptable relatif aux inspections par piston racleur;

ORDONNE à Énergir, pour les futurs dossiers de rapport annuel, de déposer une pièce attestant que les conventions, méthodes, et pratiques comptables utilisées lors de l'établissement du rapport annuel sont conformes à celles autorisées lors du dossier tarifaire correspondant et dans le cas contraire, de mentionner les éléments discordants et d'en justifier la pertinence;

DEMANDE à Énergir, dans le cadre des prochains dossiers de rapport annuel, de préciser les Règles d'or visées, ainsi que la justification de l'intervention d'urgence en cours d'exercice et l'exigence réglementaire correspondante;

DEMANDE à Énergir de lui fournir, dans le cadre des dossiers tarifaires, son plan triennal d'implantation des Règles d'or en santé et sécurité;

DEMANDE à ce qu'Énergir lui présente, dans le cadre du dossier du rapport annuel 2020 :

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

DEMANDE à Énergir de fournir, dans le cadre du dossier du rapport annuel 2020, dans la perspective du suivi requis auprès de la Régie par l'application de l'article 4.3.4 des *Conditions de service et tarifs*, les volumes impliqués dans les branchements non rentables des clients exonérés de contribution, partielle ou complète;

DEMANDE à Énergir de l'informer du développement de l'optimisation de la production des suivis *a posteriori* dans le cadre du dossier du rapport annuel 2020, en lien avec l'évolution des dossiers R-3867-2013 phase 3B et R-4086-2019;

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

- suivi du développement d'outils informatiques (suivi des décisions D-2013-106 et D-2014-077);
- suivi relatif à la transaction d'échange entre Dawn et son territoire Energir EDA sur le marché secondaire pour une quantité de 82 000 GJ/jour (suivi des décisions D-2012-175 et D-2019-160);
- suivi du projet de modernisation de la solution informatique utilisée pour la gestion des approvisionnements gaziers (suivi de la décision D-2015-207);
- suivi du projet d'extension de réseau pour une station de gaz naturel comprimé à Laval (suivi de la décision D-2018-114);
- suivi du projet d'extension de réseau à Plessisville (suivi de la décision D-2019-124);
- suivi du projet de relocalisation d'un segment de conduite de transmission dans le secteur de Sorel/Contrecoeur (suivi de la décision D-2018-141);
- suivi du projet de renforcement de réseau à Drummondville dans le secteur Saint-Nicéphore (suivi de la décision D-2019-001);

AUTORISE Énergir à mettre fin au suivi concernant le développement des outils informatiques ordonné dans les décisions D-2013-106 et D-2014-077 et **DEMANDE** à Énergir de poursuivre le travail afin de mettre en place ces outils;

AUTORISE Énergir à mettre fin aux suivis relatifs au niveau de saturation du réseau par région et à l'état d'avancement des discussions avec TCPL pour la région de l'Estrie (suivi des décisions D-2012-158 et D-2015-118) et **ORDONNE** à Énergir de déposer, dans le cadre du rapport annuel, un suivi portant sur la saturation des régions de la

Montérégie de l'Estrie Sabrevois/Courval et de l'Estrie Waterloo/Windsor ayant la même information que le suivi présentement déposé;

PREND ACTE du fait que le suivi de la décision D-2014-165 concernant les écarts entre le rapport annuel et le dossier tarifaire présenté à la pièce B-0046 sera intégré à la pièce B-0042 (pièce Énergir-9, document 1) à compter du Rapport annuel 2020;

APPROUVE les transactions en matière d'approvisionnement gazier conclues par Énergir avec des sociétés apparentées;

PREND ACTE du suivi relatif à la transaction mentionnée à la section 2 de la pièce Énergir-12, Document 7;

ACCUEILLE les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel des pièces indiquées à la section 5 de la présente décision et **INTERDIT** leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour les durées spécifiées à la section 5;

OCTROIE aux intervenants les frais établis au tableau 11 de la présente décision;

ORDONNE à Énergir de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants octroyés par la présente décision;

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

Louise Rozon
Régisseur

François Émond
Régisseur

Esther Falardeau
Régisseur

ANNEXE 1

Annexe 1 (1 page)

L. R. _____

F. É. _____

E. F. _____

LISTE DES ACRONYMES

CASEP	Compte d'aide à la substitution d'énergie plus polluante
CASS	Compte d'aide au soutien social
CFR	compte de frais reportés
CRM	Customer relationship management
DDR	demande de renseignements
EDA	Eastern Delivery Area
ÉTG	École de technologie gazière
FGC	Frais généraux corporatifs
FTSH	Firm Transportation Short Haul
GAI	gaz d'appoint pour éviter une interruption
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
IFRS	Financial Reporting Standards
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
MFR	ménage à faible revenus
PAEÉ	programmes et activités en efficacité énergétique
PCGN	partenaires certifiés gaz naturel
PEN	Processus d'entente négocié
PGEÉ	Plan global en efficacité énergétique
PRC	programme de rabais à la consommation
PRE	Planification des ressources de l'entreprise
PRRC	programme de rétention de la clientèle par voie de rabais à la consommation
SH	Short Haul
SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TEQ	Transition énergétique Québec
TRI	Taux de rendement interne
VGE	Ventes grandes entreprises