

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2023-102	R-4209-2022	16 août 2023
Phase 1		

PRÉSENTS

François Émond
Françoise Gagnon
Sylvie Durand
Régisseurs

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

et

Intervenant dont le nom apparaît ci-après

**Décision finale sur le rapport annuel 2021-2022 d'Énergir
et sur les demandes de traitement confidentiel**

*Demande d'examen du rapport annuel d'Énergir, s.e.c. pour
l'exercice financier terminé le 30 septembre 2022*

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.
représentée par M^e Vincent Locas.

Intervenants :

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

4.3	SUIVI RELATIF À L'APPROVISIONNEMENT EN GNR D'ÉNERGIR À LA VILLE DE SAINT-HYACINTHE (DÉCISION D-2015-107)	41
4.4	SUIVI RELATIF AU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS POUR LES ACHATS ET LES REVENUS DU GAZ NATUREL RENOUVELABLE (GNR) (DÉCISION D-2019-107).	42
4.5	SUIVI DES CFR POUR LES ÉCARTS RELATIFS AUX CLIENTS INJECTANT DU GNR (DÉCISION D-2018-135).....	43
4.6	SUIVI RELATIF À LA CAUSALITÉ DES COÛTS RELIÉS AUX INVENTAIRES DE GNR (DÉCISION D-2021-158).....	44
4.7	SUIVI RELATIF AUX TRANSACTIONS CONCLUES EN VERTU DE L'INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE EN GAZ NATUREL (DÉCISION D-2021-032).....	46
4.8	SUIVIS RELATIFS AU SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE (SPEDE).....	47
4.9	SUIVI RELATIF À LA RÉDUCTION DES GAZ À EFFET DE SERRE (DÉCISION D-2021-140).....	48
4.10	SUIVI RELATIF À L'AMÉNAGEMENT DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF ET DES PROGRAMMES COMMERCIAUX EN LIEN AVEC LA COVID-19 (DÉCISION D-2021-082).....	49
5.	DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL.....	49
	Dispositif.....	53

1. INTRODUCTION

[1] Le 1^{er} novembre 2022, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 (1) (5^o), 75 et 159 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹, une demande d'examen de son rapport annuel (le Rapport annuel) pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2022².

[2] En suivi de la décision D-2019-176³, rendue dans le cadre du dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire d'Énergir, le Distributeur dépose la liste des projets d'investissement signés dont le montant est inférieur au seuil prévu au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁴ (la Liste).

[3] Le 17 novembre 2022, la Régie rend sa décision D-2022-130⁵ sur le suivi requis à la décision D-2019-176 portant sur la Liste.

[4] Le 9 décembre 2022, Énergir dépose une demande amendée⁶ afin de mettre fin à la rencontre d'information portant sur les documents constituant le dossier du Rapport annuel (la Rencontre d'information) à partir de l'année financière se terminant le 30 septembre 2022.

[5] Le 12 décembre 2022, la Régie demande aux intervenants ayant participé au dossier tarifaire d'Énergir 2021-2022⁷ de déposer leurs commentaires à l'égard de cette demande amendée⁸.

[6] Entre les 13 et 16 décembre 2022, l'ACIG, l'AHQ-ARQ, la FCEI et SÉ-AQLPA déposent leurs commentaires.

[7] Le 19 décembre 2022, Énergir répond à ces commentaires.

¹ [RLRQ, c. R-6.01](#).

² Pièce [B-0002](#).

³ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2019-176](#), p. 15, par. 50.

⁴ [RLRQ, c. R-6.01, r. 2](#).

⁵ Décision [D-2020-130](#).

⁶ Pièce [B-0006](#).

⁷ Dossier [R-4151-2021](#).

⁸ Pièce [A-0003](#).

[8] Le 20 décembre 2022, Énergir dépose une demande réamendée⁹ et la preuve relative au Rapport annuel, incluant les résultats financiers de ses activités réglementées pour l'année se terminant au 30 septembre 2022.

[9] Le 22 décembre 2022, la Régie rend sa décision D-2022-160¹⁰ maintenant la Rencontre d'information et demande à Énergir de la fixer au plus tard le 17 février 2023. Elle annonce également qu'elle examinera cet enjeu au présent dossier.

[10] Le 23 janvier 2023, la Régie répond aux demandes d'Énergir relatives à la Rencontre d'information et fixe le calendrier pour le dépôt des demandes d'intervention. Elle précise qu'elle entend procéder à l'examen de la Demande par voie de consultation¹¹. Elle avise aussi les intervenants du dossier tarifaire R-4151-2021 qui désirent intervenir au présent dossier qu'ils doivent déposer une demande d'intervention et un budget de participation au plus tard le 3 février 2022.

[11] Le 1^{er} février 2023, la Régie, l'ACIG, l'AHQ-ARQ, la FCEI, le GRAME et SÉ-AQLPA déposent leurs questions pour la Rencontre d'information.

[12] Le 9 février 2023, Énergir tient la Rencontre d'information.

[13] Le 16 février 2023, SÉ-AQLPA dépose sa demande d'intervention et son budget de participation¹².

[14] Le 21 février 2023, Énergir dépose une deuxième demande réamendée¹³ de la Demande, une version révisée de certaines pièces, ses commentaires en lien avec la demande d'intervention de SÉ-AQLPA¹⁴ et la liste des participants à la Rencontre d'information¹⁵.

[15] Le 24 février 2023, SÉ-AQLPA réplique aux commentaires d'Énergir¹⁶.

⁹ Pièce [B-0010](#).

¹⁰ Décision [D-2022-160](#).

¹¹ Pièce [A-0005](#).

¹² Pièce [C-SÉ-AQLPA-0007](#).

¹³ Pièce [B-0162](#).

¹⁴ Pièce [B-0161](#).

¹⁵ Pièce [B-0173](#).

¹⁶ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0010](#).

[16] Entre le 24 février et le 1^{er} mars 2023, l'ACIG, l'AHQ-ARQ, la FCEI, le GRAME et SÉ-AQLPA déposent leur demande de paiement de frais pour leur participation à la Rencontre d'information. SÉ-AQLPA réclame également des frais pour les commentaires qu'il a déposés relatifs à la demande d'Énergir de mettre fin à la Rencontre d'information.

[17] Le 1^{er} mars 2023, Énergir soumet ses commentaires à l'égard de ces demandes de paiement de frais¹⁷.

[18] Le 8 mars 2023, SÉ-AQLPA répond aux commentaires d'Énergir¹⁸.

[19] Le 29 mars 2023, la Régie rend sa décision sur la demande d'intervention et le budget de participation de SÉ-AQLPA, le calendrier de traitement du dossier et les demandes de paiement de frais. Elle crée également une phase 2 pour examiner la demande d'Énergir de mettre fin à la Rencontre d'information et y reconnaît les intervenants ayant participé au dossier R-4151-2021¹⁹.

[20] Le 5 avril 2023, la Régie et SÉ-AQLPA déposent leurs demandes de renseignements (DDR).

[21] Le 11 avril 2023, Énergir demande à la Régie de rejeter la DDR de SÉ-AQLPA et de lui interdire de réclamer les frais découlant de sa préparation. Énergir demande également de mettre fin à ladite intervention et de ne pas permettre à SÉ-AQLPA de déposer de preuve et d'argumentation dans la phase 1 du présent dossier²⁰.

[22] Le 24 avril 2023, Énergir dépose ses réponses aux DDR et une troisième demande réamendée²¹ de la Demande. De plus, le Distributeur réitère qu'il n'entend pas répondre à la DDR de SÉ-AQLPA²².

¹⁷ Pièce [B-0174](#).

¹⁸ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0014](#).

¹⁹ Décision [D-2023-037](#).

²⁰ Pièce [B-0175](#).

²¹ Pièce [B-0186](#).

²² Pièce [B-0176](#).

[23] Le 25 avril 2023, SÉ-AQLPA indique qu'il n'entend pas contester le refus d'Énergir de répondre à sa DDR et précise qu'il déposera, dans le délai prescrit, un mémoire conformément au cadre établi par la Régie²³.

[24] Le 30 avril 2023, SÉ-AQLPA dépose sa preuve dans le cadre de la phase 1 du présent dossier²⁴.

[25] Le 10 mai 2023, Énergir demande à la Régie de déclarer la preuve de SÉ-AQLPA irrecevable, de la rejeter, de mettre fin à son intervention et de ne pas lui permettre de déposer d'argumentation. Énergir demande également d'interdire à l'intervenant de réclamer les frais découlant de la préparation de sa DDR et de son mémoire²⁵.

[26] Les 11 et 15 mai 2023, SÉ-AQLPA répond à ces demandes d'Énergir^{26 et 27}.

[27] Le 17 mai 2023, la Régie dépose les DDR n° 2 et 3²⁸.

[28] Le 19 mai 2023, Énergir réplique à la réponse de SÉ-AQLPA²⁹.

[29] Le 23 mai 2023, SÉ-AQLPA dépose des commentaires supplémentaires³⁰.

[30] Le 30 mai 2023, Énergir dépose ses réponses aux DDR et une quatrième demande réamendée³¹ (la Demande).

[31] Le 30 mai 2023, la Régie rend sa décision D-2023-066³² sur la demande d'Énergir relative à l'irrecevabilité de la preuve et à l'intervention de SÉ-AQLPA dans le cadre de la phase 1 du présent dossier.

²³ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0018](#).

²⁴ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0021](#).

²⁵ Pièce [B-0188](#).

²⁶ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0022](#).

²⁷ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0023](#).

²⁸ Pièces [A-0017](#) et A-0016 (sous pli confidentiel).

²⁹ Pièce [B-0193](#).

³⁰ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0026](#).

³¹ Pièce [B-0196](#).

³² Décision [D-2023-066](#).

[32] Le 7 juin 2023, SÉ-AQLPA dépose son argumentation³³.

[33] Le 14 juin 2023, Énergir dépose sa réplique³⁴.

[34] La présente décision porte sur la Demande d'examen du Rapport annuel (Phase 1) et les demandes de traitement confidentiel.

2. RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE

[35] Les résultats financiers pour les années se terminant au 30 septembre 2021 et 2022 sont présentés au tableau suivant.

TABLEAU 1
RÉSULTATS FINANCIERS DES EXERCICES TERMINÉS
LES 30 SEPTEMBRE 2022 ET 2021

<i>(en milliers de \$)</i>	2022	2021 final
Revenu net d'exploitation réel	171 775	124 047
Revenu net d'exploitation permmissible	144 694	142 599
Trop perçu après impôts (manque à gagner)	27 082	(18 552)
Impôts présumés sur le revenu	9 764	(6 689)
Trop perçu avant impôts (manque à gagner)	36 846	(25 241)
Part des clients	28 212	(31 147)
Part d' Énergir	8 634	5 905

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0052](#) et de la décision [D-2022-098](#), p. 7, par. 17, du dossier R-4175-2021. Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[36] Pour l'année financière terminée au 30 septembre 2022, Énergir établit le revenu net d'exploitation permmissible à 144,7 M\$, soit le rendement au taux moyen du coût en capital

³³ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0028](#).

³⁴ Pièce [B-0204](#).

autorisé de 6,01 % appliqué au montant réel de 2 407,6 M\$ de la base de tarification³⁵. Le revenu net d'exploitation réalisé étant de 171,8 M\$, l'écart représente un trop-perçu global de 27,1 M\$ après impôts. Le trop-perçu avant impôts de 36,8 M\$ est réparti entre la clientèle et Énergir, par service, au tableau suivant.

TABLEAU 2
VENTILATION DES TROP-PERÇUS (MANQUE À GAGNER) PAR SERVICE

<i>(en milliers de \$)</i>	2022		
	Total	Clients	Énergir
Distribution:			
100 % attribuable aux clients	4 410	4 410	
Solde résiduel à partager	13 767	5 134	8 634
Sous-total - Distribution	18 178	9 544	8 634
Transport	12 521	12 521	
Équilibrage	9 520	9 520	
Fourniture	(3 003)	(3 003)	
SPEDE	(369)	(369)	
Trop perçus (manque à gagner) avant impôts	36 846	28 212	8 634

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0052](#). Il peut y avoir des écarts dus à la présence d'arrondis.

[37] Dans l'ensemble, le service de distribution présente un trop-perçu de 18,2 M\$, soit 4,4 M\$ entièrement attribuable à la clientèle et 13,8 M\$ à répartir entre Énergir et les clients selon les modalités de partage prévues à la décision D-2019-141³⁶. Le trop-perçu de 4,4 M\$ s'explique essentiellement par le mécanisme de découplage des revenus.

[38] Les services de transport et d'équilibrage présentent respectivement un trop-perçu de 12,5 M\$ et de 9,5 M\$. Le service de fourniture ainsi que le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE) présentent des manques à gagner de 3,3 M\$ et de 0,4 M\$³⁷, respectivement. Conformément aux décisions D-2013-054³⁸ et D-2014-171³⁹, l'ensemble des trop-perçus et des manques à gagner de ces services sont attribués aux clients.

³⁵ Pièce [B-0052](#).

³⁶ Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 31, par. 118.

³⁷ Pièce [B-0052](#).

³⁸ Dossier R-3809-2012 Phase 1, décision [D-2013-054](#), p. 9, par. 19.

³⁹ Dossier R-3879-2014 Phase 1, décision [D-2014-171](#), p. 24, par. 114.

[39] Ainsi, en tenant compte du partage du trop-perçu du service de distribution et de la bonification liée aux transactions d'optimisation financière⁴⁰ pour les services de transport et d'équilibrage, Énergir établit le taux de rendement sur les capitaux propres et le taux moyen du coût en capital respectivement à 9,525 % et 6,25 %⁴¹.

[40] Énergir présente les explications relatives aux résultats de fin d'année et les écarts constatés par rapport aux projections pour les services de distribution, transport et d'équilibrage⁴².

Charges d'exploitation

[41] Les charges d'exploitation autorisées de 245 M\$, ont été établies selon une formule paramétrique qui découle d'un mécanisme règlementaire allégé et temporaire⁴³. Les charges d'exploitation réelles étant de 232 M\$⁴⁴, l'écart de 13 M\$ représente un montant à considérer dans l'établissement du trop-perçu / manque à gagner du Distributeur.

[42] **La Régie prend acte :**

- **des explications fournies par Énergir sur les écarts observés entre les données réelles et les données projetées au dossier tarifaire 2021-2022;**
- **de la conciliation entre les états financiers vérifiés non consolidés, la base de tarification, les éléments hors base et la structure du capital;**
- **du suivi des décisions D-2020-097 (par. 56) et D-2020-145 (par. 59) relatif respectivement aux conventions, méthodes et pratiques comptables utilisées lors de l'établissement du présent rapport annuel ainsi qu'aux taux d'amortissement intérimaires.**

[43] Conformément à la décision D-2019-141, **la Régie prend également acte que :**

- **le trop-perçu de 18,2 M\$ relié au service de distribution sera partagé entre les associés et la clientèle d'Énergir;**

⁴⁰ Voir section 2.3.2 Transactions d'optimisation financière pour bonification.

⁴¹ Pièce [B-0047](#), p. 2.

⁴² Pièce [B-0020](#), p. 3.

⁴³ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 64, par. 267.

⁴⁴ Pièce [B-0031](#).

- le trop-perçu de 12,5 M\$ relié au service de transport sera retourné à la clientèle;
- le trop-perçu de 9,5 M\$ relié au service d'équilibrage sera retourné à la clientèle;
- les manques à gagner de 3,4 M\$ reliés aux services de fourniture et de SPEDE seront assumés par la clientèle.

2.1 BASE DE TARIFICATION ET ADDITIONS

TABLEAU 3
ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2022 ET 2021

	2022 autorisé	2022 réel	2021 réel	réel 2022 vs autorisé	réel 2022 vs réel 2021
<i>Moyenne des 13 soldes (en millions de \$)</i>					
Immobilisations corporelles	2 049,3	2 027,8	1 982,7	(21,5)	45,1
Fonds de roulement					
Encaisse réglementaire	38,7	44,0	29,9	5,2	14,0
Matériaux et inventaires de gaz	55,2	98,1	59,3	42,9	38,8
Développement des systèmes informatiques	65,1	67,5	69,8	2,5	(2,2)
Programmes commerciaux	84,9	84,7	85,6	-	(1,0)
Coûts non amortis	165,0	152,9	89,9	(12,1)	63,0
Passif aux titres des prestations définies net des CFR liés aux avantages sociaux futurs	(75,4)	(66,3)	(53,5)	9,1	(12,7)
Provision auto-assurance	(0,1)	(1,1)	(0,2)	(1,0)	5,8
Total de la base de tarification	2 382,6	2 407,6	2 263,5	25,0	144,1

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0039](#), p. 1 et du dossier R-4175-2021, pièce [B-0035](#), p. 1.

[44] Pour l'année financière 2022, la base de tarification évaluée selon la moyenne des 13 soldes est établie à 2 407,6 M\$, en hausse de 25 M\$ par rapport au montant autorisé. Comparativement à l'année historique 2021, la base de tarification est en hausse de 144,1 M\$.

[45] L'écart de 25 M\$ de la base de tarification pour 2022 est principalement imputable à la hausse enregistrée au fonds de roulement (48,1 M\$) compensée partiellement par la baisse des immobilisations corporelles (-21,5 M\$) et les coûts non-amortis (-12,1 M\$). L'augmentation au fonds de roulement attribuable à la catégorie des matériaux et inventaires de gaz naturel reflète d'une part un prix moyen réel de la fourniture supérieure au prix moyen anticipé et,

d'autre part, une répartition différente entre le gaz de réseau et le gaz à zéro, ce qui se traduit par un volume d'inventaire moyen de gaz de réseau supérieur à la projection⁴⁵.

TABLEAU 4
ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION POUR L'ANNÉE 2021-2022

	Total			Projets aux coûts individuels inférieurs au seuil de 4 M\$		
	autorisé	réel	écart	autorisé	réel	écart
<i>(en millions de dollars)</i>						
Immobilisations corporelles nettes						
Développement du réseau	59,6	56,4	(3,2)	57,7	55,8	(1,9)
GNR	8,8	7,4	(1,5)	8,8	5,0	
Amélioration du réseau & Mesurage	69,3	64,0	(5,3)	69,3	62,8	(6,5)
Entreposage de gaz	3,6	8,4	4,8	3,3	4,4	1,1
Transmission - Réseau	19,4	19,5	0,1	-	-	-
Installation générales	22,4	17,4	(5,0)	22,4	17,4	(5,0)
Frais généraux corporatifs	19,9	21,8	1,9	19,5	21,2	1,7
Autres	1,7	1,4	(0,2)	1,7	1,4	(0,2)
Subventions gouvernementales	(10,6)	(14,4)	(3,8)	(9,1)	(5,6)	3,5
Immobilisation totales	194,2	181,9	(12,3)	173,7	162,4	(11,2)
Développements informatiques et autres	15,8	15,5	(0,4)	15,8	15,3	(0,6)
Programmes commerciaux	15,6	14,4	(1,2)	15,3	14,2	(1,1)
Intégration de projets hors base dans le solde d'ouverture	11,1	11,2	0,1	-	-	-
Total	236,7	223,0	(13,8)	204,8	191,9	(12,9)

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0040](#), p. 1.

[46] Pour l'année financière 2022, les additions à la base de tarification s'élèvent à 223,0 M\$. Comparativement au montant autorisé, l'écart de - 13,8 M\$ provient essentiellement des investissements pour les projets dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4 M\$, soit - 12,9 M\$.

[47] Énergir précise les facteurs par catégorie d'immobilisation ayant contribué aux écarts des additions à la base de tarification par rapport aux montants autorisés, particulièrement ceux ayant contribué à la baisse de 12,3 M\$ des immobilisations corporelles totales⁴⁶.

[48] Par ailleurs, afin de faciliter le suivi de la répartition des frais généraux capitalisés (FGC) à travers les différents projets hors base supérieurs au seuil, Énergir indique qu'elle intégrera dans le libellé des projets majeurs le numéro de dossier de la Régie lorsque celui-ci est connu lors de la production du rapport annuel. Elle inscrira « projet non déposé » pour identifier les

⁴⁵ Pièce [B-0039](#), p. 2, note C.

⁴⁶ Pièce [B-0040](#), p. 5 à 8.

projets qui n'auront pas fait l'objet d'un dépôt à la Régie, soit individuellement ou de manière regroupée⁴⁷.

[49] La Régie prend acte des informations fournies par Énergir relativement aux additions à la base de tarification ainsi que du montant de la base de tarification établi à 2 407,6 M\$ pour l'exercice financier 2022.

2.2 RÉSULTATS DES INDICES DE MAINTIEN DE LA QUALITÉ DE SERVICE

[50] Dans sa décision D-2019-141⁴⁸, la Régie approuvait les indices de maintien de la qualité de service d'Énergir et la pondération s'y rattachant. Dans sa décision D-2021-140⁴⁹, la Régie approuvait les paramètres proposés par Énergir pour l'indice « Réduction des gaz à effet de serre (GES) » et déterminait que l'année 2021-2022 serait la dernière année d'application de cet indice.

[51] Énergir présente les indices de maintien de la qualité de service retenus, les paramètres utilisés afin de les mesurer et leur pondération dans le calcul de la moyenne servant à établir leur pourcentage global de réalisation.

[52] Pour l'exercice financier se terminant au 30 septembre 2022, la moyenne pondérée des pourcentages de réalisation des différents indices se situe à 100,0 %⁵⁰.

[53] La Régie prend acte de l'atteinte, par Énergir, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de maintien de la qualité de service de 100 %.

2.3 PLAN D'APPROVISIONNEMENT

2.3.1 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

[54] Dans sa décision D-2021-140⁵¹, la Régie notait que le Distributeur évaluait la demande prévue à la journée de pointe en 2021-2022 à 36 875 10³m³/jour alors que le débit

⁴⁷ Pièce [B-0179](#), p. 14, R-7.2.

⁴⁸ Dossier R-4076-2018 phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 131, par. 561.

⁴⁹ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 95, par. 403.

⁵⁰ Pièce [B-0035](#), p. 1 à 3.

⁵¹ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 30, par. 111.

des approvisionnements existants était de 36 249 10³m³/jour. La Régie avait noté qu'Énergir prévoyait contracter sur le marché secondaire un service de pointe de 625 10³m³/jour afin de combler le déficit d'outils d'approvisionnement identifié pour l'année 2021-2022⁵². La Régie s'en était déclarée satisfaite⁵³.

[55] À la suite des résultats de la révision budgétaire 0/12, les besoins à la pointe ont été revus à la hausse en comparaison au plan d'approvisionnement : la demande en journée de pointe a été ajustée de 36 875 10³m³ à 37 156 10³m³.

[56] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir explique qu'au moment de la révision budgétaire 0/12, les prévisions de consommation de la clientèle ont été mises à jour. La variation de la demande résulte d'une faible baisse de la demande prévue pour les clients de petit et moyen débits (PMD), compte tenu d'une reprise économique moins rapide qu'anticipée, et de la révision de la projection de la demande légèrement à la hausse pour les grands clients, notamment des clients industriels. Énergir précise aussi que les disponibilités sur le marché lui ont permis de procéder à une transaction pour du service de pointe pour couvrir la variation de la demande de pointe⁵⁴.

[57] **Afin de pouvoir apprécier les conditions dans lesquelles la révision 0/12 est effectuée, la Régie ordonne à Énergir d'intégrer à la pièce « *Évolution des outils d'approvisionnement et examen des transactions effectuées à partir des outils de transport et d'entreposage* »⁵⁵ l'information et les éléments pertinents relatifs au contexte gazier, à la structure d'approvisionnement incluant les outils d'approvisionnement retenus et écartés ainsi qu'à la demande de sa clientèle.**

[58] Compte tenu de la révision 0/12 et du besoin de redondance à l'usine LSR (représentant une capacité à combler de 660 10³m³/jour), Énergir a procédé à une transaction pour du service de pointe avec une capacité de 1 568 10³m³.

[59] En raison de soldes d'inventaires plus élevés dans les sites d'entreposage en franchise à la fin de l'hiver 2021-2022, Énergir a aussi effectué un appel d'offres pour convertir de la capacité de transport de 931 10³m³ en service de pointe⁵⁶.

⁵² Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 32, par. 118.

⁵³ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 32, par. 121.

⁵⁴ Pièce [B-0179](#), R-5.1.

⁵⁵ Pièce [B-0166](#).

⁵⁶ Pièce [B-0166](#), p. 2.

[60] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir explique qu'elle n'a subi aucun coût puisque ces services de pointe d'une capacité de 1 568 10³m³ n'ont pas été utilisés. L'ensemble de ces services ont été négociés sans prime fixe. Dans l'éventualité où Énergir aurait eu à utiliser ces services, les coûts afférents auraient été établis sur la base d'un indice de marché et d'une prime variable⁵⁷. La Régie constate à la page 2 de la pièce B-0055 une différence de -56 000 \$, soit une diminution du coût du service de pointe en comparaison au dossier tarifaire 2021-2022⁵⁸.

[61] Dans sa décision D-2019-141⁵⁹, la Régie indiquait :

« [253] La Régie note l'intention d'Énergir de recourir, pour l'année 2019-2020, à un service de pointe de transport semblable à celui qu'elle a contracté lors de l'hiver 2018-2019, afin de pallier l'éventualité où l'usine LSR ne serait pas en mesure de fournir la capacité de vaporisation de 5 805 103 m³/jour historiquement considérée, en tenant compte de la philosophie de la redondance N+1.

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

[62] Dans l'éventualité où le Distributeur déciderait de contracter un service de pointe afin de combler un déficit d'outil d'approvisionnement ou d'assurer la redondance N+1 à l'usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification (LSR), ou encore pour une autre raison, la Régie réitère sa demande à Énergir de déposer dans la pièce « *Évolution des outils d'approvisionnement et examen des transactions effectuées à partir des outils de transport et d'entreposage* »⁶⁰ l'information complète relative à l'utilisation ou non de ce service de pointe et ce, même si aucun coût n'a été encouru par Énergir.

⁵⁷ Pièce [B-0179](#), R-5.4.

⁵⁸ Pièce [B-0055](#), p. 2, ligne 11 « Coût du service de pointe ».

⁵⁹ Dossier R-4079-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 58.

⁶⁰ Pièce [B-0166](#).

[63] Par ailleurs, dans sa décision D-2021-082, la Régie demandait à Énergir de déposer dans le cadre de ses prochains dossiers du rapport annuel l'information relative aux services de pointe acquis par le Distributeur.

[64] La Régie ordonne au Distributeur de continuer à déposer les informations relatives à ces services de pointe tel que précisé au paragraphe 36 de la décision D-2021-082⁶¹ et de compléter cette information en tenant compte du paragraphe 62 de la présente décision.

[65] La Régie prend acte de la stratégie d'approvisionnement ainsi que des informations fournies par le Distributeur relative à l'évolution de la demande réelle et des sources d'approvisionnement gaziers au cours de l'année 2021-2022.

2.3.2 TRANSACTIONS D'OPTIMISATION FINANCIÈRE POUR BONIFICATION

[66] Au cours de l'année 2021-2022, Énergir a réalisé 109 transactions de cessions d'optimisation de transport avec droit de rappel, d'échange de gaz naturel et de prêts d'espace en entreposage pour des revenus totalisant 1 233 549 \$.

[67] Énergir présente au tableau suivant les transactions et les revenus réalisés en 2021-2022.

⁶¹ Dossier R-4136-2020, [D-2021-082](#), p. 14, par. 36.

TABLEAU 5
REVENUS RÉALISÉS POUR LES
TRANSACTIONS FINANCIÈRES DE L'ANNÉE 2021-2022

	Nombre de transactions réalisées	Revenus Totaux (\$)	Revenus Transport (\$)	Revenus Équilibrage (\$)
REVENUS				
Cession d'optimisation				
Cession FTSH / M12 avec droit de rappel	2	116 275	71 572	44 703
Cession FTSH avec droit de rappel ^a	3	208 888	136 601	72 287
Échange				
Échange Dawn-East Hereford	35	131 872	81 173	50 700
Échange Dawn-Iroquois	30	696 775	428 892	267 883
Échange Dawn-Napierville	10	7 640	4 703	2 937
Échange Dawn-NBJ	7	20 017	12 321	7 696
Échange Dawn-Union EDA	20	42 515	26 170	16 345
Prêts d'espace d'entreposage	2	9 567	0	9 567
Total Revenus	109	1 233 549	761 431	472 117

Source : Pièce [B-0166](#), p. 6, tableau 2. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

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

[68] Le tableau suivant résume la bonification demandée par Énergir.

TABLEAU 6
BONIFICATION DEMANDÉE PAR ÉNERGIR

Année 2020	Nombre de transactions	Revenus et économies (\$)	Bonification 10 % (\$)
Transactions pour lesquelles Énergir demande la bonification	108	1 218 049	121 805

Source : Pièce [B-0166](#), p. 7, tableau 3.

[69] La Régie note qu'Énergir a effectué une transaction de cession FTSH (*Firm Transportation short haul*) avec droit de rappel effectif du 1^{er} juin au 31 octobre 2021. Au rapport annuel 2021, Énergir a présenté les revenus découlant de cette transaction pour la portion du 1^{er} juin au 30 septembre 2021 sujette à bonification. La Régie en a pris acte dans sa décision D-2022-098⁶². Conformément à cette décision, Énergir ne demande pas la bonification sur les revenus réalisés au mois d'octobre 2021 découlant d'une cession FTSH d'un volume quotidien de 528 10³m³ au présent rapport annuel.

[70] La Régie retient que les transactions de cession de transport, d'échange de gaz entre des points de livraison via un détournement ou de prêt d'espace ont permis de garder la clientèle d'Énergir financièrement et opérationnellement indemne.

[71] En suivi de la décision D-2016-111⁶³, Énergir présente les explications et les détails pour chaque type de transaction financière effectuée et considérée aux fins de la bonification⁶⁴.

[72] La Régie note que le Distributeur présente l'information relative aux transactions financières conformément au suivi demandé dans sa décision D-2020-097⁶⁵ en ce qui a trait aux outils d'approvisionnement utilisés et aux dates effectives de transaction.

[73] La Régie prend acte de l'information déposée par le Distributeur concernant les transactions financières éligibles à la bonification.

[74] En conséquence, la Régie prend acte de la bonification de 121 805 \$ reliée aux transactions d'optimisation financières et à l'optimisation du plan d'approvisionnement d'Énergir.

2.3.3 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS APPARENTÉES

[75] Conformément à la décision D-2017-041 relativement à la *Procédure d'approbation des contrats d'optimisation et d'approvisionnement en gaz naturel auprès de sociétés*

⁶² Dossier R-4175-2021, décision [D-2022-098](#), p. 22, par. 75 et 78.

⁶³ Dossier R-3951-2015, décision [D-2016-111](#), p. 26, par. 66.

⁶⁴ Pièces [B-0166](#) et B-0167 sous pli confidentiel, annexe 2.

⁶⁵ Dossier R-4114-2019, décision [D-2019-097](#), par. 94, p. 33.

*apparentées*⁶⁶, Énergir dépose les suivis relatifs aux transactions effectuées au cours de l'année 2021-2022 avec les sociétés apparentées du groupe corporatif, selon les trois catégories de transactions suivantes⁶⁷ :

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

[76] Pour l'année 2021-2022, Énergir présente les détails des transactions d'achats de gaz naturel de moins d'un an conclues auprès de deux sociétés apparentées⁶⁸.

[77] Énergir n'a pas effectué d'achat ou d'optimisation de capacités de transport ou d'entreposage auprès d'une société apparentée en 2021-2022.

[78] La Régie constate aux annexes 1 à 3 de la pièce B-0169 que les transactions d'achats de gaz naturel de moins d'un an avec une société apparentée ont été avantageuses par rapport aux prix offerts par d'autres fournisseurs potentiels.

[79] En conséquence, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2017-041 et approuve, en vertu de l'article 81 de la Loi, les transactions en matière d'approvisionnement gazier conclues avec des sociétés apparentées, comme présentées à la pièce B-0169.

2.3.4 DIMINUTION DE LA CAPACITÉ DE LIQUÉFACTION DU LIQUÉFACTEUR NO 1

[80] Dans le dossier tarifaire R-4177-2021, Énergir demandait à la Régie de prendre acte des mesures d'atténuation pour contrer la diminution de la capacité de liquéfaction du liquéfacteur n° 1 de l'usine LSR.

⁶⁶ Dossier R-3987-2016 phase 1, décision [D-2017-041](#), p. 23, par. 90 à 94.

⁶⁷ Pièces [B-0168](#) et B-0169 sous pli confidentiel.

⁶⁸ Pièce B-0169, annexes 1 à 3 sous pli confidentiel.

[81] En effet, selon Énergir, la norme CSA Z276 (édition 2018), laquelle concerne les risques liés à l'exploitation d'une usine de gaz naturel liquéfié (GNL), exige des mesures supplémentaires de sécurité à l'usine LSR.

[82] Ainsi, en attendant de mettre en place des mesures permanentes de réduction des risques, Énergir proposait de limiter le temps d'utilisation du liquéfacteur n° 1 à 8 semaines par rapport à son utilisation normale de 12 semaines. Cette limitation du temps d'utilisation a pour effet de réduire le potentiel de liquéfaction annuel de la daQ à environ 15 à 16 Mm³.

[83] Comme GM-GNL peut réserver un espace d'entreposage maximum de 10 Mm³ sur le site de l'usine LSR, la capacité d'entreposage disponible pour Énergir est réduite.

[84] Énergir précise que le coût de liquéfaction serait calculé à partir des paramètres réels de la liquéfaction de l'année précédente, lesquels seraient ajustés afin d'inclure les nouveaux volumes permettant de rendre indemne la daQ de la présence de GM GNL.

[85] La méthode ainsi proposée permet de reproduire un profil de liquéfaction et d'en déterminer les coûts, comme si la daQ avait liquéfié les volumes sans la contrainte de la présence de GM GNL.

[86] La Régie a pris acte de cette proposition d'Énergir dans sa décision D-2022-136⁶⁹. Elle lui demandait toutefois de présenter, à compter du rapport annuel 2022, les informations nécessaires au suivi de ces mesures d'atténuation.

[87] Le suivi d'Énergir à cet égard⁷⁰ contient les renseignements suivants :

- Détails de la compensation annuelle pour la perte de potentiel de liquéfaction;
- Gestion de l'évaporation provenant des réservoirs;
- Suivi des mesures permanentes de réduction des risques.

⁶⁹ Dossier R-4177-2021 phase 2, décision [D-2022-136](#), p. 22, par. 86.

⁷⁰ Pièce [B-0094](#).

Détails de la compensation annuelle pour la perte de potentiel de liquéfaction⁷¹

[88] À la suite de l'hiver clément 2020-2021, Énergir a terminé l'hiver avec un solde de GNL en inventaire élevé. Ainsi, Énergir aurait pu remplir complètement les réservoirs de l'usine LSR avant le début de l'hiver 2021-2022.

[89] Au dossier tarifaire, il était prévu que GM GNL réserve une capacité de 5 Mm³ à l'usine LSR⁷². Or, la réservation réelle de cette dernière a été de 10 Mm³. Conséquemment, seuls 14 jours de liquéfaction étaient disponibles.

[90] Donc, une compensation pour la perte de potentiel de ce volume était requise. GM GNL s'est alors engagée à fournir à Énergir un volume de 10 Mm³ de gaz naturel liquéfié par le liquéfacteur n° 2.

[91] Énergir explique que ce volume aurait requis 33 jours de liquéfaction supplémentaires avec le liquéfacteur n° 1. Le coût de ce volume correspond au coût marginal de l'ajout à la cédule de liquéfaction réelle du liquéfacteur n° 1 du volume de 10 Mm³. La liquéfaction de ce volume en été aurait donc entraîné, principalement, des coûts pour un nouvel appel de puissance en plus des coûts d'électricité, de gaz naturel et des réfrigérants.

Gestion de l'évaporation provenant des réservoirs

[92] En ce qui concerne la gestion de l'évaporation provenant des réservoirs, Énergir explique que depuis l'année 2021-2022, elle exige que GM GNL rembourse graduellement, en cours d'année, sa quote-part d'évaporation des volumes dans les réservoirs de l'usine LSR à partir de GNL qu'elle aura liquéfié elle-même. De cette façon, le Distributeur peut minimiser l'impact relié à la limite de capacité de liquéfaction du liquéfacteur no 1.

[93] Le suivi des remboursements de GNL est détaillé à la pièce B-0061 relative à l'utilisation quotidienne de l'usine LSR⁷³.

⁷¹ Pièces [B-0168](#) et B-0169 (sous pli confidentiel).

⁷² Pièce [B-0059](#), p. 1.

⁷³ Pièce B-0061 (sous pli confidentiel).

Suivi des mesures permanentes de réduction des risques

[94] Selon Énergir, la solution qui consiste d'abord à munir la clôture existante longeant le boulevard Henri-Bourrassa d'un recouvrement en tôle pleine hauteur permettrait de contenir à l'intérieur du site certains éléments de risque qui avaient été identifiés initialement comme ayant un impact à l'extérieur du périmètre de l'usine LSR et ainsi maintenir le risque à un niveau acceptable, tel que requis par la norme CSA Z276.

[95] Les travaux de réfection de la clôture existante sont en cours et, à terme, permettront d'élever la limite supérieure d'utilisation du liquéfacteur n° 1 jusqu'à 18 semaines par année.

[96] Le Distributeur mentionne qu'il est cependant prématuré pour savoir si ces travaux constitueront la solution permanente à la diminution de la capacité de liquéfaction du liquéfacteur n° 1. Il déposera le détail de cette solution pour examen dans le cadre d'un dossier tarifaire dès que possible, comme demandé au paragraphe 87 de la décision D-2022-136.

Opinion de la Régie

[97] **Énergir présente les renseignements demandés au paragraphe 86 de la décision D-2022-136. La Régie prend acte de ce suivi.**

2.4 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

2.4.1 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2021-2022

Comparaison du plan de développement du dossier tarifaire 2021-2022 versus le réel a priori

[98] Énergir compare le plan de développement du dossier tarifaire 2021-2022 et les résultats *a priori* pour l'exercice terminé le 30 septembre 2022 en termes de ventes aux nouveaux clients, d'ajouts de charge et de ventes totales⁷⁴. Pour les secteurs « Résidentiel »

⁷⁴ Pièce B-0170, annexes 1 à 3.

et « Affaires » (PMD), le Plan de développement présente une meilleure rentabilité qu'initialement prévue. Pour ces deux marchés globalement, le taux de rendement interne (TRI) et l'indice de profitabilité (IP) sont respectivement de 23,1 % et de 3,7, comparativement à 14,4 % et 2,4 prévus initialement.

[99] Au cours de l'année 2021-2022, Énergir a approuvé huit projets de renforcement de réseau, soit un investissement total de 6,7 M\$ comparativement à 3,9 M\$ prévu au dossier tarifaire 2021-2022⁷⁵. En réponse à une DDR de la Régie⁷⁶, Énergir précise avoir effectué un nombre de projets de renforcement d'une valeur globale plus élevée que la moyenne historique, notamment à l'égard de deux projets de renforcement nécessitant des investissements individuels supérieurs à 2 M\$.

[100] Par ailleurs, Énergir confirme que le Plan de développement inclut les coûts d'entretien préventif et correctif de 40 161 \$ associés aux mètres de conduites principales des projets de renforcement, comme requis par la Régie dans ses décisions D-2018-080 et D-2019-176⁷⁷.

[101] Le Plan de développement inclut également un montant de 0,5 M\$ pour deux projets de parcs industriels, soit 1 M\$ en-deçà de l'enveloppe maximale de 1,5 M\$ fixée par la Régie dans sa décision D-2018-080 pour la réalisation de l'ensemble de ces projets de cas d'exception. Énergir indique qu'aucun projet de repavage n'a été réalisé en cours d'année.

[102] De plus, le Plan de développement présente les contributions de tous les clients incluant celles pour les raccordements de 300 \$. Énergir précise les cas pour lesquels un client a été exonéré de la contribution financière requise afin de rentabiliser son raccordement, conformément à la décision D-2018-080. Enfin, elle dépose un tableau présentant une mise à jour détaillée des cas-types des aides financières⁷⁸.

[103] Pour la clientèle « Grand débit », Énergir précise que le TRI et l'IP sont respectivement de 37,2 % et de 6,1, comparativement à 69,9 % et 12,4 prévus initialement.

⁷⁵ Dossier R-4151-2021, pièce [B-0035](#).

⁷⁶ Pièce [B-0179](#), R-9.1.

⁷⁷ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décisions [D-2018-080](#), p. 54, par. 198, et [D-2019-176](#), p. 9, par. 23.

⁷⁸ Pièce [B-0110](#), Annexe 2.

[104] La Régie constate que cette situation reflète le fait qu'une des deux ventes prévues initialement ne s'est pas matérialisée, bien que trois nouvelles ventes non prévues se soient, elles, réalisées.

[105] Enfin, tous marchés confondus, le Plan de développement au réel affiche une rentabilité supérieure à celle présentée au dossier tarifaire 2021-2022. En effet, la rentabilité *a priori* du Plan de développement présente un TRI et un IP de 17,0 % et 2,8, comparativement à 11,4 % et 2,0 respectivement au dossier tarifaire 2021-2022, pour un point mort tarifaire d'un an.

[106] La Régie prend acte du suivi relatif à la rentabilité *a priori* du Plan de développement.

Suivi aléatoire annuel

[107] Énergir dépose la *Liste des projets signés inférieurs au seuil – Suivi aléatoire annuel* (la Liste) conformément au suivi ordonné dans la décision D-2019-176. De plus, tel qu'autorisé dans la décision D-2020-164⁷⁹, la Liste porte sur les projets « signés » plutôt que sur les projets « réalisés » pendant l'année financière.

[108] Dans sa décision D-2022-130⁸⁰, la Régie a identifié les dix projets provenant de la Liste retenus aux fins de ce suivi. Énergir dépose également le gabarit « *Calcul du revenu requis pour les cinq prochaines années* » présentant l'évaluation de la rentabilité et l'impact tarifaire pour les dix projets identifiés, ainsi que la liste des paramètres utilisés pour l'évaluation de la rentabilité des projets selon le modèle du revenu requis en vigueur lors de l'évaluation de ces projets⁸¹.

[109] Énergir indique que les projets ID5132 et ID5134 incluent des coûts de renforcement. Afin d'illustrer la rentabilité de ces deux projets aux fins du suivi, Énergir précise avoir déduit la contribution client du coût total du projet afin d'en exclure les coûts des renforcements.

⁷⁹ Dossier R-4136-2020, décision [D-2020-164](#), p. 8, par. 19.

⁸⁰ Dossier R-4209-2022, décision [D-2022-130](#), Annexe.

⁸¹ Pièce [B-0170](#), Annexe 4.

[110] En réponse à une DDR de la Régie⁸², Énergir précise que les projets ID5136 et ID00065 sont deux projets de chauffage temporaire d'un an chacun. Dans ces cas, les investissements sont traités comme des dépenses non capitalisables, incluant le branchement et le compteur.

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

[112] La Régie constate que la Liste comporte 3 489 projets pour lesquels le Distributeur présente le marché visé, les coûts, le nombre de clients, le statut et le type de projet en plus de fournir un numéro d'identification.

[113] Sur la base des paramètres de la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau présentés à la décision D-2019-176, la Régie a examiné l'information déposée pour les dix projets retenus en plus des informations additionnelles fournies par Énergir en réponse à la DDR de la Régie. À la suite de l'examen de l'échantillon de projets, la Régie constate leur rentabilité. **En conséquence, la Régie est d'avis que le Distributeur respecte la méthodologie d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau.**

[114] **Ainsi, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2022-130 portant sur le suivi aléatoire annuel relatif à certains projets signés inférieurs au seuil prévu au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁸³.**

2.4.2 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2018 *A POSTERIORI* APRÈS 3 ANS

[115] Énergir présente une analyse de la rentabilité *a posteriori* du plan de développement 2019 (le Plan), ainsi que l'évolution des volumes et des investissements pour les marchés « Résidentiel » et « Affaires »⁸⁴.

⁸² Pièce [B-0179](#), R-9.2.

⁸³ [RLRQ, c. R-6.01, r. 2.](#)

⁸⁴ Pièce [B-0109](#), p. 4 à 7 et [annexes](#) 3 et 4.

[116] Énergir présente également les sources des écarts significatifs observés entre les résultats *a priori* et *a posteriori* après trois ans afin de répondre à la demande de la Régie dans sa décision D-2014-165⁸⁵.

Marché résidentiel

[117] Le marché « Résidentiel »⁸⁶ enregistre globalement des résultats inférieurs *a posteriori* comparativement aux résultats *a priori*. L'IP *a posteriori* est de 1,50 comparativement à un IP *a priori* de 1,72, selon la grille tarifaire réelle.

[118] L'IP *a posteriori* des nouveaux clients est de 1,50 comparativement à un IP *a priori* de 1,68. Énergir explique cette diminution principalement par la hausse des coûts en immobilisations de 4,0 M\$, dont 3,2 M\$ proviennent des coûts de branchements et de conduite plus élevés que prévu pour les projets de nouvelles constructions. De plus, une portion significative de cet écart provient d'un petit groupe de projets pour lesquels les dépassements de coûts sont dus à des changements de tracés, à l'augmentation des primes d'hiver ainsi qu'à des branchements supplémentaires non prévus initialement.

[119] L'IP *a posteriori* des ajouts de charge est de 2,66 comparativement à un IP *a priori* de 6,74. Cette baisse s'explique principalement par une hausse des investissements de 0,2 M\$ par rapport à ce qui avait été prévu initialement.

Marché Affaires

[120] Quant au marché « Affaires »⁸⁷, l'IP *a posteriori* est de 2,65 comparativement à un IP *a priori* de 3,54, selon la grille tarifaire réelle.

[121] Énergir précise que l'IP *a posteriori* des nouveaux clients s'élève à 2,05 alors qu'un IP *a priori* de 2,94 était prévu. Énergir explique ces résultats par une diminution des volumes de 25 % et par une hausse du coût des investissements de 27 %.

[122] Selon Énergir, la diminution des volumes s'explique par certains clients qui n'ont pu atteindre la capacité de production prévue à la suite de fermetures partielles, par la

⁸⁵ Dossier R-3871-2013, décision [D-2014-165](#), p. 21, par. 79.

⁸⁶ Pièce [B-0109](#), p. 4 et 5.

⁸⁷ Pièce [B-0109](#), p. 5 à 7.

situation en lien avec la pandémie de la COVID-19 (la Pandémie) et par une vente annulée pour laquelle aucun coût n'a été encouru.

[123] Énergir explique que la hausse du coût des investissements reflète essentiellement la hausse du coût des immobilisations (7,5 M\$) et la baisse des contributions financières (0,8 M\$). La hausse des immobilisations se compose principalement d'une hausse des coûts de branchements et de conduites, des exigences accrues de certaines municipalités en matière d'étalonnage des travaux, de certaines primes en raison du report des travaux, de travaux plus complexes que prévu et, finalement, d'un contexte de réalisation plus complexe qu'attendu pour les ventes sur réseau utilisant un outil d'estimation appuyé sur des coûts moyens.

[124] Quant aux résultats du Plan pour les ajouts de charge, l'IP *a posteriori* s'élève à 6,81 comparativement à un IP *a priori* de 7,61. Énergir explique l'écart par des investissements légèrement supérieurs à ceux prévus *a priori*.

[125] **La Régie prend acte du suivi relatif à la rentabilité *a posteriori* après 3 ans du plan de développement 2019 pour les marchés « Résidentiel » et « Affaires ».**

Suivi des cas d'exceptions

[126] Énergir présente un suivi *a posteriori*⁸⁸ après 6 ans des projets de cas d'exception, à la suite de la décision D-2018-080⁸⁹.

[127] Énergir précise que l'IP *a posteriori* pour ces projets s'élève à 1,11. Elle souligne que la rentabilité de ces projets s'explique principalement par la densification générée par ces derniers. La croissance des investissements s'explique principalement par les coûts en immobilisations nécessaires pour raccorder les nouveaux clients, alors que seuls des coûts de conduite avaient été prévus *a priori*.

[128] **La Régie prend acte du suivi *a posteriori* après 6 ans des projets de cas d'exception.**

⁸⁸ Pièce [B-0109](#), p. 7.

⁸⁹ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 93, par. 393.

Suivi de la décision 2019-124

[129] Énergir présente un suivi relatif à l'optimisation de la production du rapport du suivi *a posteriori*, à la suite de la décision D-2019-124⁹⁰.

[130] Dans le présent rapport⁹¹, Énergir confirme que les gains anticipés quant au Programme SAP devraient se maintenir dans les prochaines années, mais que ces gains demeurent modestes. Selon le Distributeur, la production du rapport exige d'être généré manuellement, les données à la base des analyses devant faire l'objet de nombreuses manipulations.

[131] Énergir soutient par ailleurs qu'elle n'apporte aucune modification aux hypothèses ou aux méthodes appliquées à la production du rapport *a posteriori*. Ainsi, elle demande à la Régie de mettre fin au suivi prévu à la décision D-2019-124 portant sur l'optimisation de la production du rapport *a posteriori*.

[132] La Régie prend acte du suivi de la décision 2019-124 relatif à l'optimisation de la production du rapport *a posteriori*. Pour les motifs invoqués par le Distributeur, elle autorise Énergir de mettre fin à ce suivi.

2.4.3 FLEXIBILITÉ TARIFAIRE

[133] Dans sa décision D-2021-140⁹², la Régie a reconduit le programme de flexibilité tarifaire jusqu'au 30 septembre 2022. Énergir mentionne qu'aucun rabais n'a été octroyé en 2021-2022 pour préserver des volumes de gaz naturel par rapport au mazout ou à la biénergie⁹³.

⁹⁰ Dossier R-4079-2018, décision [D-2019-124](#), p. 39, par. 128.

⁹¹ Pièce [B-0109](#), p. 7 et 8.

⁹² Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 68, par. 289.

⁹³ Pièces [B-0171](#), p. 3.

2.4.4 COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP)

[134] Énergir présente le suivi requis⁹⁴ par la décision D-2020-145⁹⁵ relatif à la rentabilité et au point mort tarifaire de l'ensemble des projets réalisés grâce à l'utilisation du CASEP.

[135] Énergir indique que 205 clients ont bénéficié du CASEP pour une somme totale de 540 475 \$ en 2021-2022. Le CASEP a également généré une réduction de 1 296 tonnes d'émissions de CO₂.

2.4.5 RAPPORTS DÉTAILLÉS DES PROGRAMMES PRC ET PRRC

[136] Dans sa décision D-2022-123⁹⁶, la Régie a autorisé Énergir à mettre fin aux quatre rapports détaillés portant sur les sommes engagées et déboursées des programmes de rabais à la consommation (PRC) et celui de programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC) présentés en suivi des décisions D-2017-073⁹⁷ et D-2018-096⁹⁸.

[137] Énergir dépose la distribution des montants selon les plans de développement⁹⁹, le calcul des aides financières¹⁰⁰, ainsi que l'échantillon aléatoire de cas d'aide versée¹⁰¹.

[138] Énergir a versé 9,3 M\$ en aides financières pour le PRC, ce qui a permis d'acquérir 2 150 nouveaux clients. Le Distributeur a également versé 5,1 M\$ en aides financières pour le PRRC, ce qui a permis de maintenir 5 822 clients actuels¹⁰².

[139] **La Régie prend acte des suivis relatifs au programme de flexibilité tarifaire, au CASEP, au PRC et au PRRC.**

⁹⁴ Pièces [B-0171](#), p. 3 et [B-0110](#), Annexe 1.

⁹⁵ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 98, par. 399.

⁹⁶ Dossier R-4177-2021, décision [D-2022-123](#), p. 16, par. 37.

⁹⁷ Dossier R-3992-2016, décision [D-2017-073](#), p. 34, par. 102.

⁹⁸ Dossier R-4024-2017, décision [D-2018-096](#), p. 38, par. 112.

⁹⁹ Pièce [B-0171](#), p. 4 et 5.

¹⁰⁰ Pièces [B-0171](#), p. 5 à 7 et [B-0110](#), Annexe 2.

¹⁰¹ Pièce [B-0171](#), p. 7 à 27.

¹⁰² Pièce [B-0171](#), p. 3 et 4.

3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

3.1 RAPPORT ANNUEL DES PROGRAMMES ET DES ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[140] Pour une quatrième année consécutive, Énergir a atteint la cible prévue au Plan directeur 2018-2023 (le Plan directeur). Comparativement aux économies annuelles nettes prévues de $48,4 \times 10^6 \text{m}^3$, les programmes du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) procurent 106 % de la cible, permettant à ses clients de réaliser des économies de gaz naturel nettes totales de $51,4 \times 10^6 \text{m}^3$. Ces économies se traduisent par des réductions nettes proportionnelles de 98 728 tonnes de GES¹⁰³.

[141] Le Distributeur indique que 10 563 participants bruts ont tiré profit de ses programmes du PGEÉ au cours de l'année 2021-2022. Il explique le taux de réalisation de la participation prévue du PGEÉ de 122 % par un résultat record du programme aux ménages à faible revenu « Soutien MFR » avec 6 329 participants, soit un nombre de ménages dix fois plus important que celui prévu.

[142] Énergir mentionne avoir tenu des consultations auprès de clients et firmes de génie afin de mieux comprendre les raisons pour lesquelles des projets qui avaient une forte probabilité d'être complétés et de recevoir une aide financière ne se sont pas matérialisés en 2021-2022, notamment pour les programmes « Construction et rénovation efficaces » et « Diagnostic et mise en œuvre efficaces ». Sur la base de ses consultations¹⁰⁴, Énergir constate qu'un bon nombre des projets prévus, mais non comptabilisés en 2021-2022 se matérialiseront probablement au cours de l'année 2022-2023 et des années subséquentes pour certains programmes.

[143] Par ailleurs, Énergir explique l'écart du budget total de 3,6 M\$ en 2021-2022 par rapport à la prévision pour le programme « Diagnostics et mise en œuvre efficaces » par le versement d'une aide financière plus importante dans le marché Ventes aux grandes entreprises en conformité avec la décision D-2022-081¹⁰⁵.

¹⁰³ Pièce [B-0097](#), p. 2.

¹⁰⁴ Pièce [B-0097](#), p. 4.

¹⁰⁵ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-081](#), p. 10, par. 34.

[144] Énergir indique que son PGEÉ a nécessité des ressources financières de 36,5 M\$ pour l'année 2021-2022, soit 1,3 M\$ de plus qu'autorisées¹⁰⁶. Elle mentionne que les résultats du test du coût total en ressources confirment la rentabilité globale de ses programmes du PGEÉ pour l'année 2021-2022¹⁰⁷.

[145] La Régie constate que, pour l'année 2021-2022, les résultats du PGEÉ d'Énergir ont surpassé la cible des économies nettes d'énergie fixée par le Plan directeur avec un taux de réalisation de 106 % et que les suivis du PGEÉ sont conformes à ses décisions. La Régie constate également que, dans sa globalité, les résultats du PGEÉ présentent une rentabilité positive, quoique légèrement inférieure à celle prévue initialement pour l'année 2021-2022.

[146] Toutefois, la Régie juge que les résultats des volets « Thermostats intelligents – résidentiel et affaires » sont décevants et que des actions de redressement sont requises. La Régie note que ces volets ont fait l'objet d'un rapport d'évaluation par une firme indépendante¹⁰⁸, lequel permet de mieux cerner les barrières de marché et d'identifier les pistes d'amélioration visant à lever ou à atténuer ces barrières. En s'appuyant sur les constats et les recommandations de ce rapport, la Régie considère qu'Énergir devrait être en mesure de proposer de nouvelles stratégies de redressement, lors du prochain dossier tarifaire, afin d'accroître la participation des clients et d'obtenir à terme une rentabilité positive pour ces volets.

[147] En réponse à une DDR de la Régie concernant le dépôt des calculs des tests économiques pour chacun des volets et sous-volets du PGEÉ¹⁰⁹, Énergir indique qu'elle a présenté, dans ses rapports annuels, des fiches détaillées par volet de chacun de ses programmes du PGEÉ permettant de comparer les prévisions et les résultats obtenus pour toutes les informations mentionnées au paragraphe 423 de la décision D-2019-088¹¹⁰.

[148] Énergir soumet que son interprétation de la décision D-2019-088 est que l'intention de la Régie était d'obtenir les résultats des calculs des tests économiques, lesquels sont présentés sous forme monétaire et sous forme de ratio. De plus, Énergir considère qu'elle s'est conformée à cette décision en présentant les équations relatives à ces tests de rentabilité dans le lexique du *Rapport annuel des programmes et des activités en efficacité*

¹⁰⁶ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 83, par. 342.

¹⁰⁷ Pièce [B-0097](#), p. 7.

¹⁰⁸ Pièce [B-0099](#).

¹⁰⁹ Pièce [B-0201](#), R-1.1 et R-1.2.

¹¹⁰ Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 121, par. 423.

énergétique (PAEÉ) déposé chaque année, depuis 2019, dans le cadre de ses dossiers des rapports annuels, et que les intrants permettant de les calculer sont présentés dans chacune des fiches.

[149] Toutefois, Énergir précise que le fait de devoir présenter les calculs détaillés référencés des tests de rentabilité pour les données prévisionnelles et réelles représente une tâche très importante. Elle estime que le temps nécessaire pour la production de tous les calculs détaillés pour chacun des volets de tous les programmes du PGEÉ, au prévisionnel et au réel, représenterait près de 40 jours de travail, soit environ 2 mois.

[150] La Régie retient que le dépôt des calculs des tests économiques pour l'ensemble des volets et sous-volets des programmes du PGEÉ entraîne une charge de travail importante pour Énergir. Néanmoins, la Régie est d'avis que l'appréciation des résultats des volets et sous-volets du PGEÉ requiert la transmission par le Distributeur d'informations complémentaires à cet effet.

[151] Ainsi, la Régie est d'avis que les programmes du PGEÉ présentant une rentabilité prévisionnelle positive, mais dont le test du coût total en ressources (TCTR) ratio réel est inférieur à 1,0, nécessitent une attention particulière lors de l'examen du rapport annuel. Ainsi, la Régie juge que le dépôt des calculs des tests économiques pour ces programmes en particulier est nécessaire afin de mieux comprendre les écarts observés entre le réel et le prévisionnel.

[152] En conséquence, la Régie ordonne à Énergir de déposer, lors de ses prochains rapports annuels, les calculs détaillés des tests économiques pour les programmes du PGEÉ dont le TCTR ratio réel est inférieur à 1,0 et dont la rentabilité prévisionnelle est positive.

[153] Enfin, la Régie est satisfaite des explications des écarts présentés dans le rapport du PGEÉ. **En conséquence, la Régie prend acte des résultats et des compléments d'information du PGEÉ pour l'année 2021-2022.**

[154] Énergir demande également à la Régie d'évaluer si les suivis présentés aux annexes C à E du document portant sur les compléments d'information du PGEÉ sont toujours

pertinents aux fins de l'analyse des résultats présentés dans le cadre des rapports annuels du PGEÉ et, le cas échéant, d'y mettre fin pour les prochains rapports annuels du PGEÉ¹¹¹.

[155] La Régie est d'avis que les compléments d'information contenus aux annexes C à E du PAEE facilitent la validation de la conformité des suivis demandés dans ses décisions antérieures et sont pertinents aux fins d'analyser les composantes des différents programmes du PGEÉ. En effet, ces suivis lui permettent d'apprécier les résultats et d'évaluer la rentabilité des différents programmes, de vérifier la mise à jour des paramètres et d'assurer que les écarts significatifs sont adéquatement expliqués.

[156] Toutefois, après examen de l'ensemble des suivis contenus aux annexes C à E du PAEE, la Régie considère que les suivis C3, C4 ainsi que les tableaux C-8 et C-9 du suivi C5 de l'annexe C ne sont plus requis dans le cadre de l'analyse des résultats du PGEÉ présentés dans le cadre des rapports annuels. **La Régie autorise Énergir à mettre fin à ces suivis pour les prochains rapports annuel.**

[157] **Pour ces motifs, la Régie prend acte des compléments d'information du PGEÉ pour l'année 2021-2022. La Régie maintient néanmoins le dépôt des suivis présentés aux annexes C à E relatifs au PGEÉ dans les prochains rapports annuels, à l'exception des suivis C3, C4 et des tableaux C-8 et C-9 du suivi C5 de l'annexe C.**

[158] Par ailleurs, en réponse à la DDR¹¹² de la Régie concernant le rapport sur les coûts évités, Énergir se dit favorable à ce que les futurs rapports sur les coûts évités soient déposés et traités dans le cadre des dossiers tarifaires. **Ainsi, la Régie ordonne à Énergir de déposer dorénavant le rapport sur les coûts évités dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires.**

3.1.1 ÉTABLISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS RELATIFS AU PGEÉ

[159] Énergir présente le suivi des comptes de frais reportés (CFR) relatifs au PGEÉ¹¹³. En ce qui a trait aux frais d'exploitation, Énergir constate un écart en fin d'exercice de 277 K\$. Pour ce qui est des aides financières, les versements ont été supérieurs de 1,6 M\$

¹¹¹ Pièce [B-0098](#).

¹¹² Pièce [B-0201](#), p. 5.

¹¹³ Pièce [B-0096](#).

comparativement à ce qui a été autorisé, ce qui se traduit par une augmentation du coût de service de 296 K\$. Énergir indique que ces écarts ont été imputés au CFR du PGEÉ à remettre aux clients et qu'ils seront intégrés dans les tarifs de l'année 2023-2024.

[160] La Régie constate que l'établissement des frais reportés relatifs aux dépenses d'exploitation et aux aides financières du PGEÉ est conforme aux modalités approuvées dans la décision D-2020-145¹¹⁴.

3.1.2 LE COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL (CASS)

[161] Le Distributeur présente les informations relatives à l'évolution du CASS ainsi que des montants imputés dans le CFR – CASS au 30 septembre 2022¹¹⁵.

[162] **La Régie prend acte du suivi du CASS.**

4. SUIVIS

4.1 SUIVIS DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT

4.1.1 DEMANDE DE METTRE FIN OU DE SUSPENDRE DES SUIVIS DE PROJETS

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

- relocalisation de la conduite de gaz naturel pour le projet du SRB Pie-IX¹¹⁶;
- mise en place d'une solution informatique pour la gestion des interventions de service¹¹⁷;

¹¹⁴ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 12, par. 33.

¹¹⁵ Pièce [B-0111](#).

¹¹⁶ Pièce [B-0123](#).

¹¹⁷ Pièce [B-0126](#).

- remplacement d'un poste de livraison à Contrecœur¹¹⁸;
- extension de réseau entre Saint-Henri et Montmagny¹¹⁹;
- extension de réseau à Richmond¹²⁰.

[164] La Régie prend acte des suivis annuels précédents des projets d'investissements d'Énergir et l'autorise à y mettre fin, considérant que les conditions établies dans sa décision D-97-25 ont été satisfaites.

[165] Énergir présente le suivi annuel du projet suivant et en demande la suspension :

- extension de réseau dans les Appalaches et de Beauce-Sartigan¹²¹.

[166] Énergir indique que l'atteinte des retraits réels des volumes de ventes prévus à la maturité du projet est démontrée et que la conciliation des investissements réels liés aux coûts de construction par rapport aux prévisions initiales est présentée. Toutefois, afin de garder la Régie informée des développements relatifs à la réclamation judiciairisée la visant et totalisant la somme de 17,3 M\$, Énergir demande à la Régie la suspension de ce suivi au rapport annuel jusqu'à ce que le dossier judiciairisé soit terminé. À ce moment, Énergir déposera un dernier suivi du projet.

[167] La Régie constate que le projet est terminé et sa mise en service complétée. De plus, la Régie note qu'aucun montant relatif à la réclamation de 17,3 M\$ ne sera inclus dans la projection de coûts d'ici à ce que le procès judiciaire soit terminé et qu'Énergir déposera un dernier suivi au moment opportun. À cet effet, la Régie note que le procès avec l'entrepreneur ayant effectué les travaux relatifs au projet a été fixé en Cour supérieure du 30 octobre au 23 novembre 2023.

[168] La Régie rappelle que, dans sa décision D-2022-098¹²², elle suspendait l'obligation d'Énergir de déposer un suivi annuel pour deux projets d'investissement. Elle jugeait que cette suspension remplissait des objectifs de saine administration des ressources et d'allègement règlementaire compte tenu des circonstances propres à ces projets.

¹¹⁸ Pièce [B-0129](#).

¹¹⁹ Pièce [B-0131](#).

¹²⁰ Pièce [B-0135](#).

¹²¹ Pièce [B-0121](#).

¹²² Dossier R-4175-2021, décision [D-2022-098](#), p. 45, par. 183 à 185.

[169] **Pour les motifs exposés par Énergir, et en cohérence avec sa décision D-2022-098, la Régie prend acte du suivi du projet d’extension de réseau dans les MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan et autorise Énergir à suspendre le suivi annuel pour ce projet jusqu’à ce que le dossier judiciairisé soit terminé.**

4.1.2 SUIVIS DES PROJETS EN COURS

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

- franchise pour desservir les territoires des régions du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et de la Côte Nord¹²³;
- extension de réseau pour la desserte en gaz naturel de Métaux BlackRock Inc. et de la zone industrialo-portuaire de Saguenay¹²⁴;
- remplacement du compresseur d’évaporation de l’usine LSR¹²⁵;
- renforcement des réseaux de transmission de l’Estrie et de la Montérégie¹²⁶, ainsi que les précisions apportées par Énergir en réponse aux DDR no 1¹²⁷ et no 3¹²⁸;
- doublage de la conduite située entre Saint-Flavien et Saint-Nicolas¹²⁹;
- modernisation de la planification des ressources de l’entreprise (PRE) et de la migration vers la solution SAP S/4HANA¹³⁰;
- remplacement des regazéificateurs de l’usine LSR¹³¹;
- relocalisation d’une conduite à Rouyn-Noranda¹³²;
- abandon et la reconstruction d’un poste de détente à Montréal-Est¹³³.

¹²³ Pièce [B-0120](#).

¹²⁴ Pièces [B-0124](#) et B-0125 sous pli confidentiel.

¹²⁵ Pièces [B-0127](#) et B-0128 sous pli confidentiel.

¹²⁶ Pièces [B-0133](#) et B-0134 sous pli confidentiel.

¹²⁷ Pièce B-0178, R-8.1 sous pli confidentiel.

¹²⁸ Pièce B-0202, R-3.1.1 et 3.1.2 sous pli confidentiel.

¹²⁹ Pièces [B-0137](#) et B-0138 sous pli confidentiel.

¹³⁰ Pièces [B-0139](#) et B-0140 sous pli confidentiel.

¹³¹ Pièces [B-0141](#) et B-0142 sous pli confidentiel.

¹³² Pièces [B-0143](#) et B-0144 sous pli confidentiel.

¹³³ Pièces [B-0145](#) et B-0146 sous pli confidentiel.

[171] En ce qui concerne le projet visant le renforcement des réseaux de transmission de l'Estrie et de la Montérégie, Énergir informe la Régie le 24 février 2022¹³⁴, en suivi de la décision D-2020-011¹³⁵, d'un dépassement des coûts du projet supérieur à 15 % soit des coûts réévalués à 31,7 M\$ par rapport à une projection initiale de 24,4 M\$. Par la suite, Énergir informe la Régie, dans le cadre du rapport annuel, que la projection finale des coûts du projet est de 34,4 M\$ au 30 septembre 2022 et que la fin des travaux incluant la remise en état des lieux est prévue au printemps 2023.

[172] Énergir justifie ces dépassements de coûts notamment par le contexte de réalisation des travaux pendant la Pandémie ce qui a provoqué une augmentation des coûts d'entrepreneur due à la rareté de la main-d'œuvre et aux difficultés d'approvisionnement des matériaux de construction. Le Distributeur ajoute que ces mêmes difficultés d'approvisionnement ainsi que l'inflation ont également entraîné une hausse des coûts des équipements et des délais dans l'exécution des travaux¹³⁶.

[173] La Régie note que ce projet présente un important dépassement des coûts finaux projetés au 30 septembre 2022 de près de 41 % et que la fin des travaux incluant la remise en état des lieux est prévue au printemps 2023.

[174] Pour le projet visant le doublage de la conduite située entre Saint-Flavien et Saint-Nicolas, Énergir informe la Régie, dans le cadre du rapport annuel, d'un dépassement des coûts du projet de 2,6 M\$ au 30 septembre 2022¹³⁷. Le 1^{er} juin 2023, le Distributeur informe la Régie, en suivi de la décision D-2021-115¹³⁸, d'un dépassement des coûts du projet supérieur à 15 % soit des coûts réévalués à 71,5 M\$, en date du 30 avril 2023, par rapport à une projection initiale de 49,3 M\$, soit une augmentation de 45 %¹³⁹.

[175] La Régie note que ce dernier projet présente également un important dépassement des coûts finaux projetés au 30 avril 2023 et que la fin des travaux incluant la remise en état des lieux est prévue en septembre 2023. Énergir propose d'effectuer un suivi détaillé des coûts de ce projet dans le cadre du Rapport annuel du 30 septembre 2023.

¹³⁴ Suivi administratif de la décision [D-2020-011](#).

¹³⁵ Dossier R-4108-2019, décision [D-2019-011](#), p. 16, par. 40.

¹³⁶ Pièce [B-0133](#), p. 3 et 4 et Annexe 1.

¹³⁷ Pièce [B-0137](#), p. 2, et B-0138 sous pli confidentiel, p. 2.

¹³⁸ Dossier R-4158-2021, décision [D-2021-115](#), p. 23, par. 94.

¹³⁹ Suivi administratif de la décision [D-2021-115](#).

[176] **La Régie prend acte des suivis des projets d'investissement présentés ci-dessus. En ce qui a trait plus spécifiquement aux projets visant le renforcement des réseaux de transmission de l'Estrie et de la Montérégie ainsi que le doublement de la conduite entre Saint-Flavien et Saint-Nicolas, la Régie demande à Énergir, dans le cadre du rapport annuel pour l'exercice se terminant le 30 septembre 2023, de fournir une explication plus détaillée qu'au présent dossier, des écarts entre les coûts projetés lors de l'autorisation de ces deux projets et les coûts finaux.**

[177] **Par ailleurs, la Régie ordonne à Énergir de déposer également le suivi administratif relatif aux dépassements de coûts de plus de 15 % dans le dossier tarifaire subséquent, comme c'est actuellement le cas pour Hydro-Québec dans ses activités de transport.**

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

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

- suivi de la décision D-2022-061 sur la biénergie¹⁴⁰;
- suivi des montants versés au CFR relatif au processus de consultation règlementaire (décision D-2016-191)¹⁴¹;
- suivi relatif à la diversification des indices d'achats de fourniture et à l'historique des achats réels de fourniture à Dawn¹⁴²;
- suivi relatif à la stratégie de gestion des retraits et injections au site d'entreposage d'Enbridge Gas¹⁴³;
- suivi relatif au niveau de saturation du réseau par région¹⁴⁴;
- suivi relatif au tableau des contrats d'approvisionnement existants en transport¹⁴⁵;

¹⁴⁰ Pièce [B-0112](#).

¹⁴¹ Dossier R-3970-2016, décision [D-2016-191](#), p. 18, par. 43.

¹⁴² Pièce [B-0079](#).

¹⁴³ Pièce [B-0080](#).

¹⁴⁴ Pièce [B-0085](#).

¹⁴⁵ Pièce [B-0086](#).

- suivi relatif à la compensation pour la réservation de GM GNL à l'usine LSR (suivi de la décision D-2022-136)¹⁴⁶;
- suivi relatif à l'utilisation quotidienne de l'usine LSR (suivi des décisions D-2015-012, D-2020-138 et D-2021-140)¹⁴⁷.

[179] **La Régie prend acte des suivis précédents.**

4.3 SUIVI RELATIF À L'APPROVISIONNEMENT EN GNR D'ÉNERGIR À LA VILLE DE SAINT-HYACINTHE (DÉCISION D-2015-107)

[180] Énergir présente le suivi¹⁴⁸ relatif à l'approvisionnement en gaz naturel renouvelable (GNR) d'Énergir à la Ville de Saint-Hyacinthe, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2015-107¹⁴⁹.

[181] Énergir présente les écarts de nominations à la ville de Saint-Hyacinthe qui selon le Distributeur ont un impact marginal sur les écarts moyen de nominations quotidiennes. De plus, l'exemption de facturation des pénalités pour les déséquilibres est conforme aux décisions D-2021-158¹⁵⁰ et D-2023-022¹⁵¹.

[182] La Régie est préoccupée par la persistance des écarts de nominations au site de la ville de Saint-Hyacinthe. Elle note néanmoins que le traitement de ces écarts est examiné dans le cadre du dossier tarifaire actuellement à l'étude¹⁵².

[183] **La Régie prend acte du suivi.**

¹⁴⁶ Pièce [B-0059](#).

¹⁴⁷ Pièce [B-0060](#).

¹⁴⁸ Pièce [B-0182](#).

¹⁴⁹ Dossier R-3909-2014, décision [D-2015-107](#), p. 19, par. 79.

¹⁵⁰ Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), p. 173 à 176, par. 736, 737 et 744.

¹⁵¹ Dossier R-4008-2017, décision [D-2023-022](#), p. 115, par 469.

¹⁵² Dossier R-4213-2022 Phase 2, pièce [B-0135](#).

4.4 SUIVI RELATIF AU COMPTE DE FRAIS REPORTÉS POUR LES ACHATS ET LES REVENUS DU GAZ NATUREL RENOUVELABLE (GNR) (DÉCISION D-2019-107)

[184] Énergir présente le suivi sur le CFR pour comptabiliser, par année tarifaire, l'écart généré entre, d'une part, le coût réel déboursé par Énergir pour l'acquisition de GNR, à l'exception des volumes provenant de Saint-Hyacinthe, et, d'autre part, les revenus qui auraient été générés par la vente de ce GNR si ce dernier avait été vendu au tarif du gaz de réseau¹⁵³.

[185] Le Distributeur rapporte que les additions à ce CFR entre le 1^{er} octobre 2017 et le 18 juin 2019 représentent une somme de 261 000 \$ sans intérêt¹⁵⁴. Énergir indique être toujours en attente d'une décision de la Régie sur la disposition du CFR pour cette période.

[186] Énergir a également créé un CFR maintenu hors base portant intérêts au coût moyen pondéré du capital afin d'y capter, par année tarifaire, l'écart de prix cumulatif qui correspond à la différence entre le coût réel d'achat du GNR déboursé et les revenus générés selon le Tarif GNR facturé à la clientèle au cours d'une année tarifaire à compter du 19 juin 2019.

[187] Le Distributeur a inscrit un solde de 1 769 000 \$ à ce CFR au 30 septembre 2022.

[188] De plus, Énergir présente la variation des inventaires, les coûts et les revenus perçus grâce à la vente de GNR¹⁵⁵.

Opinion de la régie

[189] La Régie constate qu'Énergir a déposé les informations nécessaires au suivi de la décision D-2019-107.

¹⁵³ Dossier R-4008-2017, décision [D-2019-107](#), p. 47.

¹⁵⁴ Pièce [B-0087](#).

¹⁵⁵ Pièce [B-0087](#), annexe 1, p. 3.

[190] **La Régie prend acte du suivi.** Elle note également que les informations contenues dans le tableau à l'annexe 1 de la pièce B-0087 seront révisées dans le cadre du dossier R-4008-2017.

4.5 SUIVI DES CFR POUR LES ÉCARTS RELATIFS AUX CLIENTS INJECTANT DU GNR (DÉCISION D-2018-135)

[191] Énergir présente le suivi sur le CFR pour la Ville de Saint-Hyacinthe captant la différence entre les revenus projetés et réels du tarif de réception¹⁵⁶.

[192] Énergir présente également les rapports de suivi des CFR pour les trop-perçus/manque à gagner associés à la Ville de Saint-Hyacinthe, à la Coop Agri-Énergie Warwick, à ADM Agri-Industries Company et à CTBM¹⁵⁷.

[193] Énergir rapporte une addition de 12 K\$ au CFR pour le producteur ADM Agri-Industries Company. Le Distributeur explique que cet ajout est attribuable au changement de tarif en cours d'année, à compter du 31 mars 2022¹⁵⁸.

[194] Énergir ne rapporte aucune addition aux CFR des autres producteurs.

[195] En réponse à la DDR de la Régie¹⁵⁹, Énergir présente un tableau des écarts entre les volumes et les revenus prévus au dossier tarifaire et constatés au rapport annuel, ainsi qu'une explication de ces écarts.

[196] Énergir indique que les volumes prévus au dossier tarifaire s'élevaient à 29,9 10⁶m³ et les revenus, à 2 M\$. Au rapport annuel, Énergir rapporte des volumes réels de 7,910⁶m³ et des revenus réels de 0,9 M\$.

[197] Le Distributeur explique que quatre (4) des sept (7) producteurs prévus au dossier tarifaire n'ont pas injecté de GNR en raison du report de mises en service. De plus, il

¹⁵⁶ Dossier R-4018-2017 phase 2, décision [D-2018-135](#), p. 9, par. 27.

¹⁵⁷ Pièce [B-0063](#).

¹⁵⁸ Pièce [B-0063](#), p. 4, note 1.

¹⁵⁹ Pièce [B-0201](#), p. 10, R-4.1.

indique que trois producteurs ont démontré des variations d'injections « normales » et que la ville de Saint-Hyacinthe a rencontré des enjeux opérationnels, des bris et des délais.

[198] Énergir précise ne pas envisager d'inclure ce tableau dans les prochains rapports annuels puisque les variations volumétriques les plus significatives sont pratiquement toutes dues à un report de mise en service.

Opinion de la Régie

[199] La Régie note le montant ajouté au CFR pour le producteur ADM Agri-Industries Company.

[200] Elle constate que plusieurs producteurs prévus au dossier tarifaire n'ont injecté aucun volume durant l'année tarifaire en raison de reports de mise en service. La Régie note également les écarts d'injection et de revenus et les explications afférentes.

[201] La Régie juge que la présentation du tableau en réponse à la question 4.1 de sa DDR no.2, présentée à la pièce B-0201, procure une information essentielle afin de faire le suivi des écarts de prévision. **En conséquence, la Régie ordonne à Énergir de déposer le tableau présenté en réponse à la question 4.1 de la pièce B-0201 lors des prochains rapports annuels.**

4.6 SUIVI RELATIF À LA CAUSALITÉ DES COÛTS RELIÉS AUX INVENTAIRES DE GNR (DÉCISION D-2021-158)

[202] Énergir présente le suivi sur le niveau et la causalité des coûts reliés aux inventaires de GNR, lequel a été demandé par la Régie dans sa décision D-2021-158¹⁶⁰.

[203] Dans son suivi¹⁶¹, Énergir demande à la Régie d'y mettre fin. Elle mentionne notamment que la pièce B-0064 contient l'ensemble des détails relatifs aux inventaires de GNR.

¹⁶⁰ Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), p. 79, par. 355.

¹⁶¹ Pièce [B-0066](#).

[204] Or, bien que cette pièce contienne plusieurs renseignements sur les inventaires de GNR, elle ne présente pas les coûts reliés à ces derniers.

[205] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir présente le détail du calcul du coût des inventaires de GNR :

TABLEAU 7
COÛTS DES INVENTAIRES DE GNR AU 30 SEPTEMBRE 2022

	000 \$
Valeur des inventaires de GNR (incluse à la base de tarification du service de fourniture, pièce B-0038, p. 2, 1.1)	4 019
Coût du rendement (6,01 %)	242
Coût des impôts reliés au rendement (7,39 % - 6,01 %)	55
Coût des inventaires de GNR	297

Source : Pièce [B-0179](#), p. 5, R-3.1.

[206] Le Distributeur confirme également que la quasi-totalité des coûts reliés aux inventaires de GNR est récupérée auprès de la clientèle ne consommant pas de GNR.

[207] Dans sa décision D-2021-158, la Régie ordonnait à Énergir de déposer un suivi portant sur le niveau et la causalité des coûts reliés aux inventaires de GNR pour les deux raisons suivantes¹⁶² :

- absence d'apparence de lien de causalité strict entre les coûts de l'inventaire de GNR et le profil de consommation des clients volontaires;
- facteurs tels l'émergence du marché du GNR, le déploiement progressif de la stratégie, les efforts de commercialisation du GNR de la part d'Énergir et de possibles modifications réglementaires, ainsi que d'autres facteurs de causalité, lesquels pourraient expliquer les variations des coûts de l'inventaire de GNR au cours des prochaines années.

¹⁶² Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), p. 78, par. 350 et 351.

[208] Or, tel qu'il appert au tableau 7 ci-dessus, le coût des inventaires est proportionnel à la valeur des inventaires. En effet, les coûts des inventaires se déterminent comme suit :

- rendement sur la Valeur de l'inventaire + Impôts présumés sur le Rendement;

où :

- les inventaires de GNR sont valorisés au tarif de fourniture du gaz de source renouvelable (Tarif GSR);
- le Rendement sur la Valeur de l'inventaire se calcule au taux du CMPC.

[209] Comme cette formule démontre l'absence de lien de causalité entre les coûts de l'inventaire de GNR et le profil de consommation des clients volontaires, le suivi demandé n'est pas opportun.

[210] Par ailleurs, en réponse à une DDR de la Régie, Énergir confirme que les coûts des inventaires de GNR sont imputés à l'ensemble des clients au service de fourniture du Distributeur, dont ceux qui ne consomment pas de GNR.

[211] Pour ces motifs, la Régie autorise Énergir à mettre fin au suivi demandé dans la décision D-2021-158 au paragraphe 355.

[212] Par ailleurs, la Régie note que la fonctionnalisation et la tarification des coûts des inventaires de gaz de source renouvelable (GSR) est traitée au dossier R-4008-2017¹⁶³.

4.7 SUIVI RELATIF AUX TRANSACTIONS CONCLUES EN VERTU DE L'INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE EN GAZ NATUREL (DÉCISION D-2021-032)

[213] En suivi de la décision D-2021-082¹⁶⁴, Énergir présente les transactions conclues en vertu de l'Initiative d'approvisionnement responsable en gaz naturel (l'Initiative) à l'annexe 1 de la pièce B-0200.

¹⁶³ Dossier R-4008-2017, décision [D-2023-065](#), section 3.

¹⁶⁴ Dossier R-4136-2020, décision [D-2021-082](#), p. 50, par. 190 et 191.

[214] Énergir indique également avoir signé plusieurs nouveaux accords d'approvisionnements responsable, notamment auprès de trois producteurs nouvellement certifiés selon la norme EO100.

[215] Énergir rapporte que le volume contracté en vertu de l'Initiative correspond à 33,3 % du volume total annuel acheté par le Distributeur.

Opinion de la Régie

[216] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2021-082 quant aux transactions conclues en vertu de l'Initiative durant l'année 2021-2022.**

4.8 SUIVIS RELATIFS AU SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE (SPEDE)

[217] Dans sa décision D-2014-171¹⁶⁵, la Régie précisait le niveau de détail requis quant au suivi des résultats réels des activités d'Énergir relatives au SPEDE et des indices de suivi y afférents, tant au niveau des prix que des volumes¹⁶⁶.

[218] Dans sa décision D-2016-191, la Régie demandait au Distributeur de :

« DEMANDE à Gaz Métro, dans le cadre des rapports annuels, de présenter, les principaux éléments des ententes conclues de gré à gré pour les transactions d'achats de crédits compensatoires et d'unité d'émissions, ainsi qu'une comparaison avec le prix de vente aux enchères »¹⁶⁷.

[219] Énergir présente, pour chacune des périodes de conformité, la stratégie d'achat approuvée par la Régie, les transactions effectuées, les indices de suivi relatifs au SPEDE, ainsi que les obligations de conformité pour les périodes 2021-2023 et 2024-2026¹⁶⁸.

¹⁶⁵ Dossier R-4151-2021, décision [D-2014-171](#), p. 42 et 43, par. 226 et 227.

¹⁶⁶ Pièces [B-0113](#), p. 3 et B-0114 sous pli confidentiel.

¹⁶⁷ Dossier R-3970-2016, décision [D-2016-191](#).

¹⁶⁸ Pièces [B-0113](#), p. 4 et B-0114 sous pli confidentiel.

[220] **La Régie prend acte des suivis des décisions D-2014-171 et D-2016-191 relatifs respectivement aux indices du SPEDE et aux principaux éléments des ententes conclues de gré à gré pour la période du 1^{er} octobre 2021 au 30 septembre 2022.**

4.9 SUIVI RELATIF À LA RÉDUCTION DES GAZ À EFFET DE SERRE (DÉCISION D-2021-140)

[221] Énergir présente le suivi sur les réductions des émissions de GES ainsi que les coûts associés pour l'année 2021-2022, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2021-140¹⁶⁹ :

« À compter du rapport annuel 2021-2022, la Régie demande à Énergir de déposer l'information relative aux activités et aux projets réalisés ainsi que les achats de GNR en vue de réduire les émissions de GES. Cette information devra inclure aussi le coût des investissements dans ces projets et le coûts des achats de GNR ainsi que les réductions des émissions de GES réalisées. Énergir devra présenter l'information de façon à pouvoir évaluer le coût par tonne de réduction des émissions de GES et prendre la mesure des progrès réalisés en vue de l'atteinte de la cible de réduction de 37,5 % de ses émissions de GES entre 1990 et 2030 ».

[222] Le Distributeur fournit les informations requises et mentionne que ces projets, additionnés aux efforts de réduction déjà réalisés depuis 1990, permettent une réduction de près de 17 042 tonnes de CO₂ eq., soit une réduction d'environ 21,1 % par rapport aux émissions de 1990¹⁷⁰.

[223] La Régie constate qu'Énergir a déposé les informations nécessaires au suivi de la décision D-2021-140.

[224] La Régie note les progrès réalisés en vue de l'atteinte de la cible de réduction de 37,5 % de ses émissions de GES entre 1990 et 2030. Elle note également le coût élevé par tonne de réduction des émissions de GES évitée évalué à 843,1 \$ / tonnes de CO₂ eq.

[225] **La Régie prend acte du suivi.**

¹⁶⁹ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 96, par. 408.

¹⁷⁰ Pièce [B-0036](#), p. 3.

4.10 SUIVI RELATIF À L'AMÉNAGEMENT DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF ET DES PROGRAMMES COMMERCIAUX EN LIEN AVEC LA COVID-19 (DÉCISION D-2021-082)

[226] Dans sa décision D-2021-082¹⁷¹, la Régie demandait à Énergir de maintenir le suivi relatif aux aménagements apportés aux Conditions de service et Tarif et aux programmes commerciaux en lien avec la Pandémie.

[227] Énergir mentionne qu'en date du 30 septembre 2022, les interruptions de service avaient repris pour l'ensemble des marchés incluant le marché résidentiel pour lequel les interruptions ont repris en novembre 2021. Les assouplissements relatifs à l'arrêt des frais de supplément de recouvrement chargés lors d'une entente de paiement active au dossier étaient toujours en vigueur. Ainsi, Énergir demande à la Régie de mettre fin à ce suivi¹⁷².

[228] La Régie prend acte du suivi relatif aux aménagements apportés aux Conditions de service et Tarif et aux programmes commerciaux en lien avec la Pandémie. Pour les motifs invoqués par le Distributeur, elle autorise également Énergir à mettre fin à ce suivi.

5. DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[229] Énergir demande à la Régie d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion de certaines pièces et de certains renseignements¹⁷³. Au soutien de ces demandes, elle dépose six déclarations sous serment¹⁷⁴.

[230] SÉ-AQLPA, en argumentation, recommande que toutes les colonnes caviardées soient rendues publiques¹⁷⁵.

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

¹⁷¹ Dossier R-4136-2020, [D-2021-082](#), p. 54, par. 211.

¹⁷² Pièce [B-0172](#).

¹⁷³ Pièce [B-0196](#).

¹⁷⁴ Pièces [B-0012](#), [B-0013](#), [B-0014](#), [B-0015](#), [B-0016](#) et [B-0017](#).

¹⁷⁵ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0028](#).

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

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

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

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

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

Pièce ou information faisant l'objet d'une demande de traitement confidentiel	Déclaration sous serment	Durée demandée pour le traitement confidentiel
<p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-3, document 1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Pièce B-0025, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0024 	Pièce B-0015	10 ans
<p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-6, document 3</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Pièce B-0040, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0041 	Pièce B-0012	Jusqu'à ce que le projet visé soit complété
<p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-6, document 5</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Pièce B-0043, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0044 	Pièce B-0017	Durée indéterminée
<p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-9, document 2</u></p> <p>Pièce B-0055, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0056</p>	Pièce B-0014	Durée indéterminée
<p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-9, document 6</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Pièce B-0060, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0061 	Pièce B-0013	10 ans

<p><u>Pièce Énergir-9, document 7</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pièce déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0062 	Pièce B-0013	10 ans
<p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-9, document 9</u></p> <p>Pièce B-0064, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0065</p>	Pièce B-0016	Durée indéterminée
<p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-12, document 2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pièce B-0076, révisée B-0166, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0077, révisée B-0167 	Pièce B-0014	10 ans
<p><u>Pièce Énergir-12, document 3</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pièce déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0078 <p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-12, document 6</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pièce B-0081, révisée B-0168, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0082, révisée B-0169 <p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-12, document 14</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pièce B-0092, révisée B-0184 et B-0199, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0093, révisée B-0183 et B-0200 • 	Pièce B-0014	10 ans
<p><u>Informations caviardées des pièces Énergir-12, document 7</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pièce B-0083, révisée B-0182, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0084, révisée B-0181 <p><u>Informations caviardées des pièces Énergir-12, document 10</u></p> <p>Pièce B-0087, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0088</p>	Pièce B-0016	Durée indéterminée
<p><u>Informations caviardées des pièces Énergir-13, document 10</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pièce B-0105, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0106 	Pièce B-0017	Durée indéterminée
<p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-15, document 1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pièce B-0113, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0114 <p><u>Pièce Énergir-15, document 2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pièce déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0115 	Pièce B-0017	Durée indéterminée
<p><u>Informations caviardées des pièces Énergir-20, document 1 et Énergir-21, document 1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pièces B-0123 et B-0124, déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0122 et B-0125 <p><u>Informations caviardées des pièces Énergir-23, document 1 à Énergir-32, document 1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pièces B-0127, B-0129, B-0131, B-0133, B-0135, B-0137, B-0139, B-0141, B-0143 et B-0145 déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0128, B-0130, B-0132, B-0134, B-0136, B-0138, B-0140, B-0142, B-0144 et B-0146 	Pièce B-0012	Jusqu'à ce que le projet soit complété

<p><u>Pièces Énergir-33, document 1 à Énergir-43, document 1</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pièces déposées sous pli confidentiel aux pièces B-0147, B-0148 (révisée B-0185), B-0149, B-0150, B-0151, B-0152, B-0153, B-0154, B-0155, B-0156 et B-0157 	Pièce B-0015	10 ans
<p><u>Pièce Énergir-44, document 1 : réponse à la question 8.1</u></p> <p>Pièce B-0179, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0178</p>	Pièce B-0012 (Voir la lettre à la pièce B-0176)	Jusqu'à ce que le projet soit complété
<p><u>Pièce Énergir-44, document 4</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pièce B-0202 déposée sous pli confidentiel 	Pièce B-0012 (Voir la lettre à la pièce B-0195)	Jusqu'à ce que le projet soit complété

[235] En ce qui a trait aux informations en lien avec l'Initiative¹⁷⁶, Énergir, à la suite de la DDR no 2 de la Régie, a rendu publique certaines informations¹⁷⁷, tel qu'il appert de la pièce caviardée révisée B-0199¹⁷⁸. Le Distributeur a également précisé, en réponse à cette DDR de la Régie, les motifs au soutien du traitement confidentiel demandé.

[236] **Après examen des motifs énoncés aux déclarations sous serment de la deuxième colonne du tableau ci-dessus, ainsi que des réponses du Distributeur¹⁷⁹, la Régie juge que les motifs invoqués par Énergir justifient l'émission des ordonnances demandées à l'égard des pièces et des informations identifiées à la première colonne du tableau.**

[237] **Plus particulièrement, en ce qui a trait à la demande d'Énergir visant le traitement confidentiel des informations liées à l'Initiative, la Régie est satisfaite des explications et de la preuve soumises par ce dernier. Elle juge que les motifs invoqués justifient l'émission de l'ordonnance de confidentialité demandée. La Régie a d'ailleurs, à plusieurs reprises, ordonné le traitement confidentiel de ces informations¹⁸⁰.**

¹⁷⁶ Pièce caviardée [B-0092](#), révisée [B-0184](#) et [B-0199](#), déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0093, révisée B-0183 et B-0200.

¹⁷⁷ Pièce [B-0201](#), p.13 à 15.

¹⁷⁸ Pièce B-0200 sous pli confidentiel.

¹⁷⁹ Pièce [B-0201](#), p.13 à 15.

¹⁸⁰ Décisions [D-2021-082](#), par. 218 à 220, [D-2022-098](#), par. 209 à 211, [D-2019-141](#), par. 654 à 657, [D-2021-140](#), par. 459 à 461, [D-2022-123](#), par. 604, 607 et 608.

[238] **La Régie ne retient donc pas les recommandations de SÉ-AQLPA « quant à l'opportunité de rendre publics ou de tenir confidentiels les renseignements sur l'Initiative »**¹⁸¹.

[239] **La Régie accueille ainsi les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel d'Énergir et interdit la divulgation, la publication et la diffusion des pièces et informations indiquées au tableau 8, pour les périodes indiquées à la troisième colonne de ce tableau.**

[240] **Vu ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la Demande, à l'exception de la demande relative rencontre d'information annuelle qui a fait l'objet d'un examen dans le cadre de la phase 2 du présent dossier;

PREND ACTE qu'au cours de la période de douze mois se terminant le 30 septembre 2022, Énergir a réalisé un revenu net d'exploitation permmissible établi à partir du taux pondéré du coût du capital de 6,01 % de 144,7 M\$, sur une base de tarification moyenne de 2 407,6 M\$, et un revenu net d'exploitation réel de 171,8 M\$;

PREND ACTE du fait que pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2022, Énergir, a réalisé un trop-perçu avant impôt de 36,8 M\$ et que conformément à la décision D-2019-141¹⁸² :

- un trop-perçu de 18,2 M\$ relié au service de distribution sera partagé entre les associés et la clientèle d'Énergir;
- un trop-perçu de 12,5 M\$ relié au service de transport devra être retourné à la clientèle;
- un trop-perçu de 9,5 M\$ relié au service d'équilibrage devra être retourné à la clientèle;
- un manque à gagner de 3,0 M\$ relié au service de fourniture devra être assumé par la clientèle;

¹⁸¹ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0028](#).

¹⁸² Dossier R-4076-2018, décision [D-2019-141](#).

- un manque à gagner de 0,37 M\$ relié au service du SPEDE devra être assumé par la clientèle;

PREND ACTE du fait qu'Énergir a droit à une bonification de 0,12 M\$ reliée aux transactions d'optimisation financières;

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 PGEE 2021-2022;

ORDONNE à Énergir de déposer, lors de ses prochains rapports annuels, les calculs détaillés des tests économiques pour les programmes du PGEE dont le TCTR ratio réel est inférieur à 1,0 et dont la rentabilité prévisionnelle est positive;

ACCEPTE partiellement la demande d'Énergir de mettre fin aux suivis présentés en complément d'informations aux résultats du PGEE pour les prochains rapports annuels du PGEE et **MAINTIEN** le dépôt des suivis présentés aux annexes C à E, à l'exception des suivis C3, C4 et les tableaux C-8 et C-9 du suivi C5 de l'annexe C auxquels elle met fin;

ORDONNE à Énergir de déposer les rapports à venir sur les coûts évités dans les prochains dossiers tarifaires;

PREND ACTE de l'ensemble des suivis déposés par Énergir dans le cadre du présent dossier comme indiqué dans la présente décision et **S'EN DÉCLARE SATISFAITE**;

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

- suivi de la décision D-2021-158 (paragr. 355) sur le niveau et la causalité des coûts reliés aux inventaires de gaz naturel renouvelable;
- suivi prévu à la décision D-2019-124 (paragr. 128) relatif à l'optimisation de la production du rapport *a posteriori*;
- suivi de la décision 2019-124 relatif à l'optimisation de la production du rapport *a posteriori*;

- suivi relatif aux aménagements apportés aux Conditions de service et Tarif et aux programmes commerciaux en lien avec la Pandémie;
- suivi du projet de relocalisation de la conduite de gaz naturel pour le projet du SRB Pie-IX;
- suivi du projet de mise en place d'une solution informatique pour la gestion des interventions de service (mobilité);
- suivi du projet de remplacement d'un poste de livraison à Contrecoeur;
- suivi du projet d'extension de réseau entre Saint-Henri et Montmagny;
- suivi du projet d'extension de réseau à Richmond;

AUTORISE Énergir à suspendre le suivi du projet d'extension de réseau dans les MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan;

APPROUVE, en vertu de l'article 81 de la Loi, les transactions en matière d'approvisionnement gazier conclues avec des sociétés apparentées, comme présentées à la pièce B-0169;

ORDONNE à Énergir de déposer également le suivi administratif relatif aux dépassements de coûts de plus de 15% dans le dossier tarifaire subséquent, comme c'est actuellement le cas pour Hydro-Québec dans ses activités de transport;

ORDONNE à Énergir de déposer le tableau présenté en réponse à la question 4.1 de la pièce B-0201 lors des prochains rapports annuels;

ACCUEILLE les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel des pièces et informations indiquées à la première colonne du tableau 8 de la présente décision;

INTERDIT leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour les durées indiquées à la troisième colonne du même tableau;

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

François Émond
Régisseur

Françoise Gagnon
Régisseur

Sylvie Durand
Régisseur