

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2026-064

R-4328-2025

22 juin 2026

PRÉSENTS :

André Larocque
Esther Falardeau
Louis Legault
Régisseurs

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

et

Observateurs dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

*Demande relative à l'examen du rapport annuel pour
l'exercice financier terminé le 30 septembre 2025*

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.

représentée par M^{es} Marie Lemay Lachance et Philip Thibodeau.

Observateurs :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

représentée par M^e Nicolas Dubé;

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)

représenté par M^e Steve Cadrin;

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

représentée par M^{es} André Turmel et Charles Turmel ;

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAMÉ)

représenté par M^e Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC)

représentée par M^e Éric McDevitt David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);

représenté par M^{es} Franklin S. Gertler et Gabrielle Champigny;

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIÉÉ)

représenté par M^e Dominique Neuman.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES ACRONYMES	5
1 INTRODUCTION	7
2 RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE	8
2.1 RÉSULTATS FINANCIERS GLOBAUX	8
2.2 BASE DE TARIFICATION	11
2.3 RÉSULTATS DES INDICES DE MAINTIEN DE QUALITÉ DE SERVICE	13
2.4 OPINION DE LA RÉGIE	13
3 PLAN D'APPROVISIONNEMENT	15
3.1 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT	15
3.2 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS APPARENTÉES	20
3.3 DIMINUTION DE LA CAPACITÉ DE LIQUÉFACTION DU LIQUÉFACTEUR N ^o 1	21
4 PLAN DE DÉVELOPPEMENT	22
4.1 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2024-2025	22
4.2 RENTABILITÉ <i>A POSTERIORI</i> APRÈS TROIS ANS DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2021-2022	24
5 PROGRAMMES COMMERCIAUX, CASS ET OFFRE BIÉNERGIE	27
5.1 PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT À LA DÉCARBONATION (PED)	27
5.2 COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES POLLUANTES (CASEP)	27
5.3 PROGRAMMES DE RABAIS À LA CONSOMMATION (PRC) ET DE RABAIS ET RÉTENTION DE LA CLIENTÈLE (PRRC)	28
5.4 LE COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL (CASS)	29
5.5 OFFRE CONCERTÉE DE BIÉNERGIE ÉLECTRICITÉ – GAZ NATUREL	30
6 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	32
6.1 RAPPORT ANNUEL DES PROGRAMMES ET DES ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)	32
6.2 ÉTABLISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS RELATIFS AU PGEÉ	35
7 SUIVIS DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT	35
7.1 DEMANDE DE METTRE FIN À DES SUIVIS DE PROJETS	35
7.2 SUIVIS DES PROJETS EN COURS	36
8 AUTRES SUIVIS ANNUELS À LA SUITE DE DÉCISIONS DE LA RÉGIE	41
8.1 DIVERSIFICATION DES INDICES D'ACHATS DE FOURNITURE	42
8.2 STRATÉGIE DE GESTION DES RETRAITS ET INJECTIONS AU SITE D'ENTREPOSAGE D'ENBRIDGE GAS	43
8.3 SUIVI PORTANT SUR LES RETRAITS INTERDITS	44
8.4 SUIVI DES DONNÉES SE RAPPORTANT AU GSR	45
8.5 TRANSACTIONS CONCLUES EN VERTU DE L'INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE (DÉCISION D-2021-032) ..	58
8.6 SUIVIS RELATIFS AU SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE	59
8.7 SUIVI RELATIF À LA RÉDUCTION DES GAZ À EFFET DE SERRE (DÉCISION D-2021-140)	60
8.8 NOMBRE DE CLIENTS AYANT OPTÉ POUR LA FACTURE ÉLECTRONIQUE (DÉCISION D-2024-113)	61
9 DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL	62
DISPOSITIF	66

LISTE DES ACRONYMES

CASEP	compte d'aide à la substitution d'énergies polluantes
CASS	compte d'aide au soutien social
Contribution GES	contribution versée par Hydro-Québec dans le cadre de l'entente biénergie
CER	compte d'écart et de report
CFR	compte de frais reportés
CO ₂ éq.	équivalent de CO ₂
DDR	demande de renseignements
EDA	zone de livraison de TCPL (<i>Eastern Delivery Area</i>)
FTLH	<i>firm transmission long haul</i> (contrat de transport auprès de TCPL)
FTSH	<i>firm transmission short haul</i> (contrat de transport auprès de TCPL)
GAI	gaz d'appoint pour contrer les interruptions
GE	grandes entreprises
GES	gaz à effet de serre
GM	Gaz Métro
GNL	gaz naturel liquéfié
GNR	gaz naturel renouvelable
GSR	gaz de source renouvelable
IP	indice de profitabilité
LSR	usine de liquéfaction, stockage et regazéification
PED	programme d'encouragement à la décarbonation
PGEE	plan global en efficacité énergétique
PMD	petit et moyen débits
PRC	programme de rabais à la consommation
PRRC	programme de rabais et rétention de la clientèle
SPEDE	système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre
TAÉ	tout à l'électricité
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TCTR	test du coût total en ressources
TRI	taux de rendement interne

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGNES CONVENTIONNELS

\$	dollar canadien
k	kilo (mille)
M	méga (million)
m ³	mètre cube
GJ	Gigajoule - 10 ⁹ joules ou 1 000 000 000 de joules
T	tonne

1 INTRODUCTION

[1] Le 18 décembre 2025, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 (5), 75, 81 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 2025 (la Demande)².

[2] Le 19 janvier 2026, la Régie précise qu'elle entend procéder à l'examen de la Demande par voie de consultation³, accueille la proposition d'Énergir pour la tenue d'une rencontre d'information et fixe la date de cette rencontre. La Régie invite les intervenants, ayant participé au dossier tarifaire 2024-2025 (R-4257-2024), à déposer des commentaires en tant que personnes intéressées au plus tard deux semaines suivant les réponses d'Énergir à la demande de renseignements (DDR) n° 1 de la Régie.

[3] Le 17 février 2026, Énergir tient la rencontre d'information à laquelle participent l'ACIG, l'AHQ-ARQ, la FCEI, le GRAME, OC, le ROÉÉ ainsi que le RTIÉÉ⁴.

[4] Le 20 février 2026, Énergir dépose une demande amendée⁵.

[5] Le 5 mars 2026, Énergir dépose ses réponses à la DDR n° 1 de la Régie.

[6] Le 7 avril 2026, Énergir dépose ses réponses à la DDR n° 2 de la Régie.

[7] La présente décision porte sur la Demande et les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel.

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² Pièce [B-0002](#).

³ Pièce [A-0002](#).

⁴ Pièce [B-0143](#).

⁵ Pièce [B-0133](#).

2 RÉSULTATS FINANCIERS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE

2.1 RÉSULTATS FINANCIERS GLOBAUX

[8] Les résultats financiers pour les exercices financiers se terminant au 30 septembre 2025 et 2024 sont présentés au tableau suivant. Aux fins d'établir les résultats financiers pour l'année 2025, Énergir atteste, à la pièce B-0135⁶, que les conventions, méthodes et pratiques comptables utilisées au cours de l'exercice financier sont conformes à celles autorisées par la Régie dans le cadre du dossier tarifaire 2024-2025 et des dossiers antérieurs.

TABLEAU 1⁷
RÉSULTATS FINANCIERS DES EXERCICES FINANCIERS TERMINÉS
LES 30 SEPTEMBRE 2025 ET 2024

Résultats financiers <i>(en milliers de \$)¹</i>	2025	2024 final
Revenu net d'exploitation réel	215 171	171 154
Revenu net d'exploitation permmissible	173 568	160 944
Trop-perçu après impôts	41 601	10 210
Impôts sur le revenu présumés	14 997	3 681
Trop-perçu avant impôts²	56 599	13 891
Quote-part allouée aux clients d'Énergir	48 577	4 225
Quote-part allouée aux associés d'Énergir	8 022	9 666

Note 1 : Il peut y avoir des écarts dû à la présence d'arrondis.

[9] Pour l'année financière terminée au 30 septembre 2025, Énergir établit le revenu net d'exploitation permmissible à 173,6 M\$, soit le rendement au taux moyen du coût en

⁶ Pièce [B-0135](#).

⁷ Tableau établi à partir de la pièce [B-0044](#), et du dossier R-4288-2024, décision [D-2025-073](#), p. 5, référant à la pièce [B-0180](#).

capital autorisé de 6,2 % appliqué sur la base de tarification réelle de 2 795,0 M\$⁸. Le revenu net d'exploitation réalisé étant de 215,2 M\$ pour 2025, l'écart de 41,6 M\$ représente le trop-perçu après impôt. En tenant compte de l'effet des impôts sur le revenu présumés, le trop-perçu avant impôts s'élève à 56,6 M\$.

[10] Considérant la quote-part du trop-perçu allouée aux associés d'Énergir et la bonification liée aux transactions d'optimisation financière présentée à la section 3.1.2 de la présente décision, Énergir établit le taux de rendement réalisé sur l'avoir propre à 9,4 %, soit une hausse de 0,5 point de base comparativement au taux autorisé de 8,9 %. Le coût moyen pondéré du capital réalisé est établi à 6,4 % pour l'année 2024-2025, soit une hausse de 0,2 point de base comparativement au taux de 6,2 % prévu au dossier tarifaire⁹.

[11] Le tableau suivant présente, par service, les trop-perçus et manques à gagner de l'exercice financier 2025, à récupérer ou à retourner à la clientèle, selon le cas.

TABLEAU 2¹⁰

TROP-PERÇU ET MANQUE À GAGNER PAR SERVICE, POUR L'ANNÉE 2025

Trop-perçu / manque à gagner par service	Total	Quote-part clients	Quote-part associés
Exercice clos le 30 septembre 2025 (en milliers de \$)¹			
Distribution - Découplage et nivellement Contribution GES	24 388	24 388	-
Distribution - Trop-perçu à partager	12 158	4 136	8 022
Distribution - Total	36 546	28 524	8 022
Transport	27 515	27 515	-
Équilibrage (saisonnier et flexibilité opérationnelle)	(7 341)	(7 341)	-
SPEDE	(5)	(5)	-
Frais de socialisation du GSR	(117)	(117)	-
Trop-perçu avant impôts sur le revenu présumés	56 599	48 577	8 022

Note 1 : Il peut y avoir des écarts dû à la présence d'arrondis. Les manques à gagner à récupérer de la clientèle sont entre parenthèses.

⁸ Pièce [B-0039](#) et tableau 3 de la présente décision.

⁹ Pièce [B-0039](#).

¹⁰ Pièce [B-0044](#).

2.1.1 SERVICE DE DISTRIBUTION

[12] Énergir explique le trop-perçu de 36,5 M\$ réalisé au service de distribution principalement par :

- Des revenus plus élevés découlant d'une augmentation de la consommation des grandes entreprises aux tarifs 1 et 3 et d'un taux de pénétration des clients adhérant au programme biénergie plus faible que celui anticipé (écart favorable de 23,7 M\$)¹¹;
- Des dépenses d'exploitation réelles moins élevées que celles autorisées au dossier tarifaire selon la formule paramétrique (écart favorable de 12,5 M\$);
- L'amortissement des immobilisations moins élevé que celui prévu au dossier tarifaire (écart favorable de 3,0 M\$).

[13] En ce qui a trait aux dépenses d'exploitation, Énergir explique l'écart favorable de 12,5 M\$ par la poursuite d'une saine gestion des coûts, notamment par une modulation stratégique des effectifs en fonction des besoins opérationnels, par le contrôle du temps supplémentaire et par une hausse de la proportion du temps consacré aux activités non réglementées¹².

[14] Conformément aux décisions D-2022-025 et D-2022-061¹³, les écarts entre le revenu requis autorisé et les revenus réels, qui sont liés aux volumes par client, sont retournés à la clientèle (mécanisme de découplage des revenus, incluant la Contribution GES). Le trop-perçu résiduel en distribution est ensuite réparti entre la clientèle et les associés d'Énergir selon le mode de partage autorisé.

¹¹ Pièces [B-0018](#), p. 2, et [B-0046](#).

¹² Pièce [B-0018](#), p. 3.

¹³ Dossiers R-4169-2021 Phase 1, décision [D-2022-061](#), p. 160, 161 et 163; et R-4177-2021 Phase 1, décision [D-2022-025](#), p. 13.

2.1.2 AUTRES SERVICES

[15] Pour le service de transport, le trop-perçu de 27,5 M\$ s'explique essentiellement par une diminution des coûts de transport. Énergir explique cette diminution des coûts par le crédit généré par le différentiel de lieu, qui est supérieur à celui anticipé au dossier tarifaire, combiné à la baisse des tarifs de TCPL au 1^{er} janvier 2025.

[16] En ce qui a trait au service d'équilibrage, Énergir explique le manque à gagner par le coût de la saisonnalité sur les achats de gaz naturel, lequel coût n'est pas évalué au dossier tarifaire. Cette hausse des coûts d'équilibrage est partiellement compensée par :

- Les revenus générés par les transactions d'optimisation provenant principalement des cessions sur les contrats FTLH réalisées au cours de l'exercice financier, supérieurs à ceux anticipés au dossier tarifaire;
- La contrepartie de la réévaluation des inventaires présentée aux coûts d'équilibrage (cette réévaluation est liée à la hausse du prix de la fourniture au cours de l'exercice 2024-2025)¹⁴.

[17] Les trop-perçus et manques à gagner réalisés aux services de transport, d'équilibrage et du SPEDE, ainsi que l'écart au niveau des frais de socialisation du GSR, sont attribués aux clients, conformément aux décisions D-2013-054, D-2014-171 et D-2021-158¹⁵.

2.2 BASE DE TARIFICATION

[18] Pour l'année financière 2025, la base de tarification, évaluée selon la moyenne des 13 soldes, est établie à 2 795,0 M\$, en baisse de 67,1 M\$ par rapport au montant autorisé, et en hausse de 165,2 M\$ par rapport à l'année historique 2024.

¹⁴ Pièce [B-0047](#), p. 7.

¹⁵ Dossiers R-3809-2012 Phase 1, décision [D-2013-054](#), p. 9; R-3879-2014 Phase 1, décision [D-2014-171](#), p. 24; et R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), p. 144.

TABLEAU 3¹⁶
ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2025 ET 2024

Base de tarification	2025	2025	2024	Hausse (baisse)	
	année autorisée	année réelle	année réelle	2025 autorisée vs réelle	2025 vs 2024 réelle
Moyenne des 13 soldes (en millions de \$)					
Immobilisations	2 283,5	2 271,1	2 207,9	(12,4)	63,2
Fonds de roulement	188,2	141,9	125,4	(46,3)	16,6
Encaisse réglementaire	49,6	44,6	32,9	(5,0)	11,7
Matériaux et inventaires de gaz	138,6	97,3	92,5	(41,3)	4,8
Coûts non amortis	422,6	440,0	335,8	17,4	104,2
Programmes commerciaux	69,3	63,7	72,5	(5,5)	(8,7)
Actifs intangibles - Développements informatiques	120,9	121,9	102,3	1,1	19,6
PGEÉ - Subventions	170,7	160,1	131,4	(10,6)	28,7
Autres coûts non amortis	61,7	94,3	29,6	32,5	64,7
Passif au titre de prestations définies	(31,1)	(57,3)	(38,2)	(26,3)	(19,1)
Provision auto-assurance	(1,2)	(0,7)	(1,1)	0,5	0,3
Total de la base de tarification	2 862,1	2 795,0	2 629,8	(67,1)	165,2

[19] Comparativement au montant autorisé, la diminution de 67,1 M\$ est principalement attribuable aux immobilisations, aux matériaux et inventaires de gaz et aux subventions du PGEÉ. Pour ces composantes de la base de tarification, Énergir explique les écarts comme suit :

- Le solde des immobilisations au 1^{er} octobre 2024 est inférieur à celui prévu au dossier tarifaire, jumelé à une baisse des investissements réalisés.
- Les volumes de GSR en inventaire sont plus faibles que ceux prévus, en raison d'un niveau d'injection plus faible qu'anticipé.
- Le solde des subventions du PGEÉ au 1^{er} octobre 2024 est inférieur à celui prévu, combiné à une diminution des subventions versées et à un délai dans le versement des subventions.

¹⁶ Tableau établi par la Régie à partir de la pièce [B-0031](#) et du dossier R-4288-2024, pièce [B-0030](#).

2.3 RÉSULTATS DES INDICES DE MAINTIEN DE QUALITÉ DE SERVICE

[20] Dans sa décision D-2022-123¹⁷, la Régie approuvait une nouvelle pondération des indices de maintien de qualité de service. Ainsi, Énergir présente ces indices retenus, les paramètres utilisés afin de les mesurer et leur pondération dans le calcul de la moyenne servant à établir le pourcentage global de réalisation.

[21] Pour l'exercice financier se terminant au 30 septembre 2025, la moyenne pondérée des pourcentages de réalisation des différents indices est de 100 %¹⁸.

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

2.4 OPINION DE LA RÉGIE

[23] La Régie prend acte :

- Des explications sur les écarts constatés pour la base de tarification ainsi que du montant total de 2 795,0 M\$ établi pour l'exercice financier 2025;
- De la conciliation entre l'état des résultats non consolidé (audité) et l'état des résultats de l'activité réglementée;
- Des résultats de la conciliation entre les états financiers vérifiés non consolidés (audités), la base de tarification, les éléments hors base de tarification et la structure du capital;
- Des explications fournies par Énergir, tant dans la preuve en chef qu'en réponses aux DDR, sur les écarts observés entre les données réelles présentées au présent dossier et celles prévues au dossier tarifaire 2024-2025.

¹⁷ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 101.

¹⁸ Pièce [B-0026](#), p. 4.

[24] La Régie retient l'attestation d'Énergir, déposée comme pièce B-0135¹⁹, selon laquelle les conventions, méthodes et pratiques comptables utilisées au cours de l'exercice financier 2024-2025 sont conformes à celles autorisées par la Régie dans le cadre des dossiers antérieurs.

[25] La Régie souligne l'importance d'une telle attestation dans le cadre de l'examen d'un rapport annuel, notamment dans une perspective d'efficience et d'allègement réglementaire. En effet, considérant cette attestation, la Régie s'attend à ce qu'Énergir l'informe en temps opportun de tout changement de méthodologie afin de limiter les questions devant être clarifiées dans le cadre des DDR comme ce fut le cas pour la méthode de détermination du surcoût du GSR, présentée à la section 8.4.2 de la présente décision.

[26] En conséquence, et sous réserve de l'information à venir quant à l'impact du surcoût du GSR, présenté à la section 8.4.2 de la présente décision, la Régie prend acte du fait qu'au cours de la période de douze mois se terminant le 30 septembre 2025, Énergir a réalisé :

- **Un revenu net d'exploitation permmissible de 173,6 M\$, établi à partir du taux pondéré du coût du capital de 6,2 % sur une base de tarification moyenne de 2 795,0 M\$;**
- **Un revenu net d'exploitation réel de 215,2 M\$;**
- **Un trop-perçu après impôts de 41,6 M\$; et**
- **Un trop-perçu avant impôts de 56,6 M\$.**

[27] La Régie prend également acte du fait que le trop-perçu de 56,6 M\$ comprend :

- **Un trop-perçu de 12,2 M\$ relié au service de distribution devant être partagé entre les associés et la clientèle d'Énergir;**
- **Un trop-perçu de 27,1 M\$ relié au service de distribution (découplage des revenus) devant être retourné à la clientèle d'Énergir;**

¹⁹ Pièce [B-0135](#).

- Un manque à gagner de 2,8 M\$ relié au service de distribution (nivellement de la contribution GES) devant être récupéré de la clientèle;
- Un trop-perçu de 27,5 M\$ relié au service de transport devant être retourné à la clientèle;
- Un manque à gagner de 7,3 M\$ relié au service d'équilibrage/flexibilité opérationnelle devant être récupéré de la clientèle;
- Un manque à gagner de 0,01 M\$ relié au service du SPEDE devant être récupéré de la clientèle; et
- Un manque à gagner de 0,1 M\$ relié aux frais de socialisation du GSR devant être récupéré de la clientèle.

[28] En ce qui a trait aux transactions en matière d'approvisionnement gazier réalisées au cours de l'année financière 2025, la Régie retient l'attestation d'Énergir, déposée comme pièce B-0003²⁰, à l'effet que ces transactions respectent le *Code de conduite du distributeur régissant les transactions entre apparentées du groupe corporatif* (Code de conduite).

[29] La Régie demande à Énergir, à compter du prochain rapport annuel, d'ajouter à cette attestation une référence ou un lien hypertexte pour accéder au Code de conduite.

3 PLAN D'APPROVISIONNEMENT

3.1 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

[30] Énergir présente l'évolution des outils d'approvisionnement et l'examen des transactions effectuées à partir des outils de transport et d'entreposage pour l'année 2024-2025²¹.

²⁰ Pièce [B-0003](#).

²¹ Pièces [B-0138](#) (version caviardée) et B-0139 (déposée sous pli confidentiel).

[31] Au dossier tarifaire 2024-2025, le Distributeur évaluait la demande prévue à la journée de pointe à 36 620 10³m³/jour et un déficit de 110 10³m³ était anticipé²². Énergir prévoyait de combler ce déficit en souscrivant à un service de pointe²³.

[32] Lors de la révision budgétaire 0/12, les besoins de capacité lors de la journée de pointe ont été révisés à la hausse à 313 10³m³, principalement en raison de ce qui suit :

- Des livraisons prévues pour 2023-2024 supérieures à celles anticipées lors du dossier tarifaire 2024-2025, principalement en raison de la hausse réelle observée de la consommation de volumes des clients Grande entreprise (GE) aux tarifs D1 et D3 en 2023-2024;
- De l'impact de la conjoncture économique, en baisse, qui est moins important que celui prévu lors du dossier tarifaire 2024-2025;
- D'une révision à la hausse de la prévision de consommation de volumes des clients GE aux tarifs D1 et D3 au courant de l'année 2024-2025.

[33] Énergir explique que durant l'hiver 2024-2025, plusieurs journées froides ont été observées sans qu'aucune ne s'approche de la pointe énergétique. Par conséquent, l'entente avec un client GE et les outils de fine pointe n'ont pas eu à être utilisés. Le distributeur ajoute que l'ensemble des autres outils ont été utilisés dans l'ordonnancement planifié lors de l'occurrence de journées froides. De plus, des revenus ont également pu être générés avec ces outils non utilisés. Énergir indique avoir conclu plusieurs transactions d'optimisation afin de créer des économies pour sa clientèle²⁴.

[34] Afin de combler ce déficit dans ce contexte, Énergir a conclu une transaction de service de pointe avec un client GE. Celui-ci s'engageait à interrompre pour un maximum de cinq jours pendant l'hiver, moyennant une compensation financière à combinaison fixe et variable²⁵. Selon Énergir, l'ensemble du déficit en outil d'approvisionnement a été comblé par cette transaction.

²² Dossier R-4257-2024, pièce [B-0124](#), p. 24.

²³ Pièce [B-0138](#), p. 3.

²⁴ Pièce [B-0138](#), p. 3.

²⁵ Pièce [B-0138](#), p. 3.

3.1.1 TRANSACTIONS OPÉRATIONNELLES

[35] Les transactions opérationnelles sont effectuées afin d'optimiser les outils de transport non requis pour répondre aux besoins de la clientèle. Ces transactions servent également à pallier les variations journalières et saisonnières de la demande réelle.

[36] Il existe deux catégories de transactions opérationnelles, à savoir :

- Vente de transport FTSH et M12 a priori ;
- Vente de transport FTSH/M12, FTLH et FTSH non utilisé.

[37] Au plan d'approvisionnement, la vente de capacité de transport a priori (FTSH et M12) permet d'éliminer la capacité de transport excédentaire à la capacité requise afin de répondre à la demande continue en journée de pointe et à la provision additionnelle définie pour répondre à la demande saisonnière en hiver froid. Ces ventes sont normalement réalisées avant le début de l'année tarifaire ou au plus tard avant le début de l'hiver de l'année en cours. Énergir ne rapporte aucune transaction de ce type pour l'année 2024-2025.

[38] En ce qui concerne les ventes de capacités de transport non utilisées (FTSH/M12, FTLH et FTSH), celles-ci sont possibles lorsqu'il existe des capacités non requises pour répondre à la demande totale (incluant les besoins d'injection). Ces capacités se retrouvent principalement, mais non exclusivement, hors de la période d'hiver.

[39] Afin de pallier les conditions d'injections opérationnelles au site d'entreposage à Dawn, Énergir a dû vendre de la fourniture à ses points d'achats (Dawn et Empress). Énergir a également pu profiter de certaines opportunités de marché lors d'écarts de prix avantageux entre ses points d'achats de gaz naturel, et ce, à l'avantage de la clientèle.

[40] Énergir indique avoir effectué un échange période, soit un type de transaction par laquelle elle livre à un tiers une certaine quantité de gaz naturel qu'elle récupère plus tard au même point de livraison. Énergir a réalisé ces échanges puisqu'elle disposait des outils nécessaires, notamment de la fourniture en inventaire à Dawn. Ces transactions lui ont permis de réaliser des revenus de 48 000 \$ tout en gardant la clientèle financièrement et

opérationnellement indemne. Puisque ces transactions se sont déroulées sur deux années financières, elles sont considérées comme opérationnelles.

[41] Énergir indique qu'une transaction de prêt d'entreposage réalisée en 2024-2025 est présentée comme une transaction opérationnelle, car elle s'étend sur deux exercices financiers distincts. Selon le distributeur, cette activité a généré des revenus de 6 461 537 \$ pour sa clientèle.

[42] Le tableau suivant résume les revenus prévus ainsi que les revenus réels liés aux transactions opérationnelles.

TABLEAU 4²⁶
TRANSACTIONS OPÉRATIONNELLES

	Dossier tarifaire			Données réelles		
	10 ³ m ³	¢/m ³	(000 \$)	10 ³ m ³	¢/m ³	(000 \$)
Vente de transport FTSH Parkway/M12	s.o.	s.o.	s.o.	106	0,087	93
Vente de transport FTLH non utilisé	s.o.	s.o.	s.o.	210	8,908	18 713
Échange période	s.o.	s.o.	s.o.	19	0,254	48
Vente de transport FTSH non utilisé	s.o.	s.o.	s.o.	148	1,545	2 284
Prêt d'espace d'entreposage	s.o.	s.o.	s.o.	95	6,780	6 461
TOTAL				578	4,771	27 599

3.1.2 TRANSACTIONS FINANCIÈRES

[43] Le Distributeur a réalisé 141 transactions financières au cours de l'année 2024-2025 et les revenus qu'elles ont généré s'élèvent à 10,26 M\$.

²⁶ Tableau établi à partir de la pièce [B-0138](#), p. 5.

TABLEAU 5²⁷
TRANSACTIONS FINANCIÈRES

Catégories	Nombre de transactions	Revenus (000 \$)
Cession FTSH / M12 avec droit de rappel	8	5 459
Échange Dawn-Iroquois	3	56
Échange Dawn-Napierville	51	759
Échange Dawn-Union EDA	11	106
Échange Dawn-Parkway	3	7
Prêt d'espace d'entreposage	65	3 874
	141	10 261

[44] Énergir soumet que les 141 transactions financières réalisées en 2024-2025 sont admissibles à la bonification de 10 %. Cette bonification se chiffre à 1 026 198 \$.

Opinion de la Régie

[45] La Régie constate qu'Énergir présente, en suivi de la décision D-2016-111, les explications et les détails pour chaque type de transactions financières effectuées et considérées aux fins de la bonification²⁸.

[46] La Régie note que le Distributeur présente l'information, reliée aux transactions financières en ce qui a trait aux outils d'approvisionnement utilisés et aux dates effectives de transactions, conformément au suivi demandé dans sa décision D-2020-097²⁹.

²⁷ Tableau établi à partir de la pièce [B-0138](#), p. 6.

²⁸ Pièce [B-0138](#), p. 11 et 12, annexe 2.

²⁹ Dossier R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 33, par. 94.

[47] **La Régie est d'avis que la bonification demandée respecte le cadre établi et prend acte du fait qu'Énergir a droit à une bonification de 1 026 198 \$ liée aux transactions d'optimisation financière.**

3.1.3 PRÉVISIONS DE LA JOURNÉE DE POINTE

[48] En suivi de la décision D-2025-067³⁰, Énergir fournit une comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles³¹.

[49] Le volume de pointe réel s'est établi à 30 891 10³m³, comparativement à la prévision de 36 620 10³m³ (-15,6 %).

[50] **La Régie prend acte du suivi déposé par Énergir, conformément à la décision D-2025-067 (par. 55), lequel présente une comparaison entre les prévisions relatives à la journée de pointe et les données réelles.**

3.2 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS APPARENTÉES

[51] Conformément à la décision D-2017-041 relative à la Procédure d'approbation des contrats d'optimisation et d'approvisionnement en gaz naturel auprès de sociétés apparentées³², Énergir dépose les suivis relatifs aux transactions effectuées au cours de l'année 2024-2025 avec les sociétés apparentées du groupe corporatif, selon les trois catégories de transactions suivantes³³ :

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

³⁰ Dossier R-4288-2024, décision [D-2025-067](#), p. 21.

³¹ Pièce [B-0083](#).

³² Dossier R-3987-2016 Phase 1, décision [D-2017-041](#), p. 14 à 23.

³³ Pièce [B-0072](#).

[52] Durant l'année 2024-2025, Énergir a conclu des transactions d'achats de gaz naturel de moins d'un an auprès d'une société apparentée. Elle n'a pas conclu de transaction d'achat ou d'optimisation de capacités de transport ni de transaction d'achat ou d'optimisation de capacités d'entreposage auprès d'une société apparentée³⁴. Énergir n'a conclu aucune autre transaction d'optimisation avec une société apparentée au cours de l'exercice 2024-2025.

[53] La Régie constate, à l'annexe 1 de la pièce B-0073, que les transactions d'achats de gaz naturel de moins d'un an avec une société apparentée ont été avantageuses sur la base des prix de comparaison.

[54] En conséquence, la Régie prend acte des suivis des décisions D-2017-041, D-2019-124 et approuve, en vertu de l'article 81 de la Loi, les transactions en matière d'approvisionnement gazier, conclues avec des sociétés apparentées, telles que présentées à la pièce B-0072, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0073.

3.3 DIMINUTION DE LA CAPACITÉ DE LIQUÉFACTION DU LIQUÉFACTEUR N° 1

[55] Dans sa décision D-2022-136³⁵, la Régie prenait acte des mesures de mitigation mises en place par Énergir visant la diminution de la capacité du liquéfacteur 1 de l'Usine LSR. Elle demandait alors à Énergir de fournir les informations nécessaires au suivi de ces mesures dès le rapport annuel 2022 et de déposer une solution permanente dans le cadre d'un dossier tarifaire.

[56] Énergir rappelle 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 elle-même liquéfié³⁶. Cela permet ainsi à Énergir de minimiser l'impact relié à la limite de capacité de liquéfaction du liquéfacteur n° 1.

³⁴ Pièces [B-0072](#) et B-0073 (sous pli confidentiel).

³⁵ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-136](#), p. 22.

³⁶ Pièce [B-0081](#), p. 1.

[57] Tel que mentionné dans les rapports annuels précédents, des travaux effectués à l'usine avaient permis de rehausser la limite de capacité de liquéfaction du liquéfacteur n° 1 à 18 semaines. Énergir a ainsi été en mesure de répondre adéquatement à la plupart des scénarios de température. Énergir indique qu'elle n'a pas encore déterminé s'il s'agissait de la meilleure solution permanente en lien avec la norme CSA Z276. Si Énergir déterminait qu'une solution permanente complémentaire s'avérait nécessaire, celle-ci serait déposée dans le cadre d'un dossier tarifaire.

Opinion de la Régie

[58] **La Régie est d'avis que l'information déposée à la pièce B-0081 est conforme. En conséquence, elle prend acte du suivi de la décision D-2022-136 (par. 86) relatif à la diminution de la capacité de liquéfaction du liquéfacteur n° 1 de l'usine LSR, tel que présenté à la pièce B-0081.**

4 PLAN DE DÉVELOPPEMENT

4.1 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2024-2025

4.1.1 COMPARAISON DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT DU DOSSIER TARIFAIRE 2024-2025 - VERSUS RÉEL *A PRIORI*

[59] Énergir dépose la pièce « Comparaison du Plan de développement Cause tarifaire 2024-2025 versus Réel *a priori* ». Le plan de développement *a priori* affiche une rentabilité supérieure à celle du Plan de développement déposé au dossier tarifaire 2024-2025. La rentabilité a priori affiche un indice de profitabilité (IP) de 2,3 et un taux de rendement interne (TRI) de 15,5 % comparativement à un IP de 1,1 et un TRI de 6,35 % lors du dossier tarifaire.

[60] Le point mort tarifaire passe de 28,3 ans) selon le plan de développement déposé au dossier tarifaire 2024-2025 à un an selon le plan *a priori*³⁷. La valeur de 28,3 ans correspond aux ventes excluant les ventes sans raccordement; en incluant ces dernières, le point mort tarifaire diminuait également à un an³⁸. Le Plan de développement déposé lors du dossier tarifaire 2024-2025 est établi sur la même base que le plan *a priori*, en excluant les nouvelles ventes sur des branchements existants et les ajouts.

[61] Le marché petit et moyen débit (PMD), qui comprend les sous-marchés Résidentiel et Affaires, affiche une rentabilité *a priori* supérieure à celle prévue au dossier tarifaire 2024-2025, soit un IP et un TRI de 3,3 et 24 % comparativement aux prévisions d'un IP de 1,6 et d'un TRI de 10,8 %³⁹.

[62] Le marché des clients Grand débit compte deux projets. Énergir explique que les ventes prévues au dossier tarifaire 2024-2025 ne se sont pas matérialisées, mais deux nouvelles ventes non prévues ont été signées. Dans l'ensemble, ce marché affiche un IP de 1,0 comparativement à 4,5 au dossier tarifaire 2024-2025⁴⁰.

[63] Au cours de l'année 2024-2025, Énergir a approuvé un projet de renforcement de réseau, représentant un investissement total de 1,0 M\$ comparativement à une prévision de 3,5 M\$ au dossier tarifaire 2024-2025. Énergir confirme aussi que le Plan de développement inclut les coûts d'entretien préventif et correctif de 2 373 \$ associés aux mètres de conduites principales des projets de renforcement, comme requis par la Régie dans ses décisions D-2018-080 et D-2019-176⁴¹.

[64] Le Plan de développement n'inclut pas de projet de repavage ou de parc industriel.

³⁷ Pièce [B-0091](#), p. 7.

³⁸ Dossier R-4257-2024, décision [D-2024-113](#), p. 79, tableau 16.

³⁹ Pièce [B-0091](#), p. 7.

⁴⁰ Pièce [B-0091](#), p. 7.

⁴¹ Pièce [B-0091](#), p. 4, dossier R-3867-2013 Phase 3, décisions [D-2018-080](#), p. 54, et [D-2019-176](#), p. 9.

4.1.2 CONTRIBUTION FINANCIÈRE DES CLIENTS

[65] Dans la décision D-2018-080⁴², la Régie exigeait qu'Énergir soit tenue de justifier les cas pour lesquels un client a été exonéré de contribution financière afin de rentabiliser son raccordement.

[66] Pour l'année financière 2024-2025, Énergir a recensé quatre cas représentant un volume annuel total de 6,3 10³m³, soit 0,1 % des volumes signés.

[67] Le Distributeur précise que la totalité des ventes recensées non rentables l'a été en raison des frais de branchement supérieurs à ceux anticipés (surcharge pour un branchement en hiver, et installation d'un type de compteur plus coûteux). La contribution financière exigée des clients n'était pas suffisante pour assurer la rentabilité complète des raccordements.

[68] Conformément à la demande de la Régie⁴³, Énergir dépose un tableau présentant les informations relatives aux quatre clients exonérés de contribution financière⁴⁴.

[69] **La Régie prend acte du suivi relatif à la rentabilité *a priori* du Plan de développement 2024-2025 et s'en déclare satisfaite.**

4.2 RENTABILITÉ A *POSTERIORI* APRÈS TROIS ANS DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2021-2022

[70] Énergir dépose une analyse de la rentabilité *a posteriori* après trois ans du Plan de développement *a priori* 2021-2022, ainsi que l'évolution des volumes et des investissements pour les marchés « Résidentiel » et « Affaires »⁴⁵. Elle présente également

⁴² Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 69.

⁴³ Dossier R-4288-2024, décision [D-2025-067](#), p. 30, par. 93.

⁴⁴ Pièce [B-0091](#), p. 5.

⁴⁵ Pièce [B-0092](#), annexe 2.

les sources des écarts significatifs observés entre les résultats de ces deux plans, afin de répondre à la demande de la Régie dans sa décision D-2014-165⁴⁶.

4.2.1 MARCHÉ RÉSIDENTIEL

[71] La rentabilité *a posteriori* pour l'ensemble du marché « Résidentiel » génère un IP de 1,97, comparativement à 2,29 prévus *a priori*. Selon Énergir, ce résultat s'explique principalement par une hausse des investissements⁴⁷.

[72] Énergir précise que la hausse des coûts des immobilisations est principalement liée à une baisse significative du nombre de raccordements annuels au cours des dernières années, provoquant une pression à la hausse sur les coûts (notamment en raison de la difficulté de regrouper les activités, l'augmentation du nombre de déplacements des équipes et des enjeux de main-d'œuvre). Énergir attribue aussi cette hausse des coûts au rehaussement des exigences municipales, gouvernementales et environnementales ainsi qu'à celles en matière de santé-sécurité qui viennent affecter les coûts en rendant le contexte de réalisation des travaux de plus en plus complexe. Ces exigences additionnelles entraînent une augmentation du nombre d'étapes à respecter, une plus grande coordination des équipes et une adaptation constante des méthodes de travail. Selon leurs natures, ces exigences peuvent également réduire la productivité des entrepreneurs, accroître le nombre de travailleurs requis et rallonger les délais d'exécution.

[73] La multiplication et le resserrement des exigences réglementaires, environnementales et en santé-sécurité rendent la planification plus lourde, la logistique plus exigeante et les travaux globalement plus complexes et coûteux à réaliser⁴⁸. De plus, le Distributeur mentionne que certains projets d'extensions ont subi des augmentations causées par divers facteurs imprévus (changements de tracés, travaux réalisés en hiver et exigences en signalisation plus complexes que prévues)⁴⁹.

⁴⁶ Pièce [B-0092](#), dossier R-3871-2013, décision [D-2014-165](#), p. 21.

⁴⁷ Pièce [B-0092](#), p. 4.

⁴⁸ Pièce [B-0146](#), p. 21, réponse à la question R.12.1.1.

⁴⁹ Pièce [B-0092](#), p. 4 et 5.

4.2.2 MARCHÉ AFFAIRES

[74] La rentabilité, telle que mesurée par l'IP, *a posteriori* pour l'ensemble du marché « Affaires » s'élève à 2,58, comparativement à un IP de 3,63 prévu *a priori*. Énergir explique cet écart par une diminution des volumes réels de 19 % (8 739 10³m³) et une augmentation du coût des investissements totaux de 11 % (3 M\$)⁵⁰.

[75] **La Régie prend acte du suivi relatif à la rentabilité *a posteriori* après trois ans des marchés résidentiels et affaires du Plan de développement 2021-2022 et s'en déclare satisfaite.**

4.2.3 SUIVI DES CAS D'EXCEPTION

[76] Dans sa décision D-2018-080⁵¹, la Régie demandait à Énergir un suivi *a posteriori* après six ans pour le Plan de développement des investissements inférieurs au seuil, incluant ceux associés aux renforcements et aux cas d'exception. Énergir dépose ce suivi des projets de cas d'exception dans lequel l'IP *a posteriori* pour les quatre projets signés en 2019 est de 1,0. Elle explique que le développement de certains projets est un peu plus lent qu'anticipé.

[77] Toutefois, ces projets de parcs industriels devraient permettre éventuellement le branchement au réseau de tours d'habitations, le développement de projets commerciaux et l'implantation d'un pavillon universitaire. Quant aux investissements, les coûts réels ont été légèrement inférieurs aux coûts prévus (baisse de 0,1 M\$), notamment dû au fait qu'une partie de l'excavation ait été effectuée par le ministère des Transports du Québec (MTQ) pour l'un des projets⁵².

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

⁵⁰ Pièce [B-0092](#), p. 5.

⁵¹ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 99.

⁵² Pièce [B-0092](#), p. 7.

5 PROGRAMMES COMMERCIAUX, CASS ET OFFRE BIÉNERGIE

5.1 PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT À LA DÉCARBONATION (PED)

[79] La Régie a approuvé le programme d'encouragement à la décarbonation (PED) dans la décision D-2023-127⁵³. Ce programme vise l'adoption de mesures afin de réduire les émissions de GES chez la clientèle existante en fournissant un incitatif financier aux clients qui adhèrent à un tarif de biénergie d'un distributeur d'électricité ou qui substituent une portion de leur consommation de GNT par du GSR. En 2024-2025, Énergir a versé 3,2 M\$ à 3 421 clients contribuant à l'évitement de 17 275 tonnes de GES. Au cours de la même période, Énergir a signé des engagements pour une valeur de 3,6 M\$⁵⁴.

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

[80] Énergir dépose le suivi requis par la décision D-2020-145 relatif à la rentabilité et au point mort tarifaire de l'ensemble des projets réalisés grâce à l'utilisation du CASEP⁵⁵.

[81] Aucun client n'a bénéficié du CASEP, et aucune somme n'a été déboursée en 2024-2025. De plus, le ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP) a informé Énergir le 1^{er} mai 2025 qu'il n'approuvait pas le maintien du programme CASEP.

[82] Le solde du CASEP au 30 septembre 2025 est de 1 573 942 \$. La Régie avait demandé, dans le dossier tarifaire R-4287-2024 Phase 2, à Énergir de conserver le montant nécessaire pour couvrir les engagements pris avant le 1^{er} mai 2025 et d'inclure le solde du CASEP non engagé dans le revenu requis de 2025-2026⁵⁶. **La Régie prend acte du suivi déposé à la pièce B-0152 concernant le CASEP.**

⁵³ Dossier R-4213-2022, décision [D-2023-127](#), p. 87, par. 356.

⁵⁴ Pièce [B-0152](#), p. 3.

⁵⁵ Pièce [B-0152](#), annexe 1 et dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 98.

⁵⁶ Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision [D-2025-105](#), p. 41, par. 124.

5.3 PROGRAMMES DE RABAIS À LA CONSOMMATION (PRC) ET DE RABAIS ET RÉTENTION DE LA CLIENTÈLE (PRRC)

[83] Au cours de l'année 2024-2025, le Distributeur a versé 1,6 M\$ en aide financière pour le PRC, ce qui a permis d'ajouter 140 nouveaux clients ou d'effectuer des ajouts de charge. Il a également versé 0,2 M\$ en aide financière pour le PRRC, permettant de maintenir 52 clients⁵⁷.

[84] Énergir présente la distribution des montants selon les plans de développement, les calculs des aides financières ainsi que l'échantillon aléatoire de cas d'aide versée⁵⁸.

[85] Énergir indique avoir signé des engagements de 0,4 M\$ pour le PRC et de 0,013 M\$ pour le PRRC. Elle précise que les engagements signés ont considérablement diminué au cours des quatre derniers exercices financiers⁵⁹.

[86] En suivi de la décision D-2025-067⁶⁰, Énergir présente les montants de PRC et PRRC signés avant l'année financière 2024-2025 et qui seront payés dans un exercice financier ultérieur. Au 30 septembre 2025, le solde à verser pour le PRC est 6,9 M\$ et le solde pour le PRRC est 761 k\$⁶¹.

[87] **La Régie prend acte des suivis relatifs au CASEP, au PRC et au PRRC et s'en déclare satisfaite.**

[88] Énergir demande à la Régie l'autorisation de réduire l'échantillon aléatoire de 20 à 10 cas d'aide versée, soit cinq par groupe. Le Distributeur justifie sa demande en indiquant la diminution potentielle des engagements versés au cours des prochains exercices, le respect constant des balises établies par la Régie depuis l'instauration de ce suivi, du temps requis pour produire l'information, ainsi que du fait que certains types de ventes pourraient ne pas se matérialiser chaque année.

⁵⁷ Pièces [B-0152](#), p. 4 à 8 et annexe 2 et [B-0031](#), p. 1.

⁵⁸ Pièce [B-0152](#), annexe 2.

⁵⁹ Pièce [B-0152](#), p. 8.

⁶⁰ Pièce [B-0152](#), p. 8.

⁶¹ Pièce [B-0152](#), p. 9.

[89] La Régie constate qu'Énergir n'a été en mesure de déposer que 13 des 20 cas de l'échantillon d'aide versée pour le PRC et le PRRC. La Régie est d'avis que le suivi des cas d'échantillon est pertinent et nécessaire dans le cas du suivi des aides versées pour le PRC et le PRRC.

[90] Ainsi, la Régie estime qu'Énergir devrait continuer de déposer un échantillon qui inclut 20 cas, lorsque le nombre de cas d'ajout de volume et de conversion sont suffisants pour couvrir l'ensemble de l'échantillon.

[91] Par conséquent, la Régie n'autorise pas la réduction de l'échantillon aléatoire à 10 cas d'aide versée pour le PRC et le PRRC.

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

[92] Le Distributeur présente le portrait du CASS au 30 septembre 2025 ainsi que les montants imputés au CFR⁶². Les sommes déboursées pour ce programme en 2024-2025 s'élèvent à 129 175 \$.

[93] La Régie constate que, conformément à sa décision D-2022-123⁶³, Énergir a remis à la clientèle, dans les tarifs de l'année 2024-2025, le solde accumulé de 132 531 \$ du CFR CASS en l'amortissant dans la base de tarification sur la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2025⁶⁴. Ainsi, le solde réel du CFR, en date du 30 septembre 2025, est porté à 239 162 \$.

[94] La Régie prend acte du suivi relatif au CASS et s'en déclare satisfaite.

⁶² Pièce [B-0094](#), p. 1 et 2.

⁶³ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 97.

⁶⁴ Pièce [B-0030](#), p. 1.

5.5 OFFRE CONCERTÉE DE BIÉNERGIE ÉLECTRICITÉ – GAZ NATUREL

5.5.1 POSITION D'ÉNERGIR

[95] Le Distributeur dépose le suivi visant l'offre concertée de biénergie électricité – gaz naturel pour l'année 2024-2025⁶⁵, tel que requis par la décision D-2022-061⁶⁶. Au 30 septembre 2025, la contribution GES est de 1 845 000 \$, selon un volume de gaz naturel réellement converti de 5 783 10³m³.

[96] La Régie note qu'Énergir a déposé un tableau présentant les écarts constatés entre la prévision et le réel de la contribution GES conformément à la décision D-2024-066⁶⁷.

[97] **La Régie prend acte du suivi visant l'offre concertée de biénergie électricité – gaz naturel et s'en déclare satisfaite.**

5.5.2 POSITION DU ROÉÉ

[98] Le ROÉÉ s'étonne de la faible pénétration de la biénergie dans la nouvelle construction résidentielle bien que la décision d'opter pour le tarif biénergie revienne au propriétaire final du bâtiment, la décision relative aux appareils de chauffage relèverait davantage du constructeur d'habitations.

[99] Pour le ROÉÉ, il est difficilement concevable qu'Énergir n'ait pas réussi davantage à inciter les ingénieurs et constructeurs, lors de la construction de bâtiments commerciaux et institutionnels, à aller vers la biénergie, considérant le niveau d'aides financières disponibles et le rabais tarifaire consenti par Hydro-Québec via le tarif biénergie de petite et de moyenne puissance.

⁶⁵ Pièce [B-0095](#), p. 3 à 5.

⁶⁶ Dossier R-4169-2021, décision [D-2022-061](#), p. 164.

⁶⁷ Dossier R-4242-2023, décision [D-2024-066](#), p. 36.

[100] Le ROÉÉ invite ainsi la Régie à demander davantage d'explications à Énergir quant à cette sous-performance et à ne pas se déclarer satisfaite du suivi tel que présenté. L'intervenant se questionne à savoir si l'exigence de demeurer au tarif biénergie pour au moins dix ans constituerait un frein à l'adoption de la mesure.

[101] En ce qui concerne la migration au tout à l'électricité (TAÉ), le ROÉÉ recommande à la Régie de demander à Énergir d'évaluer les motifs de migration vers le TAÉ et le type de chauffage électrique favorisé par la clientèle qui migre du tarif biénergie à l'électricité⁶⁸.

5.5.3 POSITION DU RTIEÉ

[102] Le RTIEÉ recommande à la Régie de maintenir le suivi annuel de la biénergie⁶⁹.

[103] Pour l'intervenant, la sous-performance d'Énergir en conversion de ses clients à la biénergie a amené des revenus provenant de ses ventes de gaz supérieurs à ceux prévus, compensés par une baisse de la Contribution GES reçue d'Hydro-Québec et une hausse des coûts d'approvisionnement gazier d'Énergir et peut-être de ses coûts de distribution dont le service à la clientèle.

5.5.4 OPINION DE LA RÉGIE

[104] Considérant la migration au TAÉ, la Régie rappelle que les huit clients biénergie résidentiels ayant migré vers le TAÉ représentent 0,1% des clients en biénergie. **Par conséquent, la Régie ne juge pas nécessaire de donner suite à la recommandation du ROÉÉ à l'effet de bonifier le suivi actuel.**

⁶⁸ Pièce [C-ROÉÉ-0004](#), p. 7 et 8.

⁶⁹ Pièce [C-RTIEÉ-0008](#), p. 37.

6 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

6.1 RAPPORT ANNUEL DES PROGRAMMES ET DES ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

6.1.1 POSITION D'ÉNERGIR

[105] Pour l'année 2024-2025, les programmes du plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) ont atteint 95 % des économies annuelles nettes prévues, permettant ainsi aux clients d'Énergir de réaliser des économies de gaz naturel nettes totales de 52,8 Mm³. Ces économies se traduisent par des émissions évitées de 101 454 tonnes de GES⁷⁰. Les économies nettes sont en croissance par rapport à l'année 2023-2024, alors que le total était de 50,5 Mm³.

[106] Énergir indique que 5 272 participants ont tiré profit des programmes du PGEÉ en 2024-2025. Le taux de réalisation de la participation du PGEÉ n'a pas changé et est 69 % en 2024-2025⁷¹. Énergir précise que les programmes *Construction et rénovation efficaces* et *Appareils efficaces-Résidentiel* ont connu une participation significativement plus importante que prévu.

[107] Au 30 septembre 2025, Énergir indique que 1 323 nouvelles demandes de subvention ont été reçues pour les programmes *Diagnostic et mise en œuvre efficaces*, Énergie renouvelable et *Construction et rénovation efficaces*; une augmentation de 40 % par rapport à l'année 2023-2024. Pour le Distributeur, cette forte croissance des demandes devrait se traduire par une croissance des projets en efficacité énergétique au cours des prochaines années.

[108] La réalisation du PGEÉ a nécessité des ressources financières de 54,8 M\$, soit 5,4 M\$ de moins qu'autorisés. Énergir explique qu'elle a atteint 95 % de la cible des économies nettes du PGEÉ avec 91 % des budgets prévus. Comme pour les années

⁷⁰ Pièce [B-0086](#), p. 2.

⁷¹ Pièce [B-0086](#), p. 3.

antérieures, les aides financières versées aux clients représentent la majorité des dépenses, soit 90 % des dépenses réelles totales du PGEÉ en 2024-2025⁷².

[109] Le Distributeur mentionne que les résultats du test du coût total en ressources (TCTR) de 289,1 M\$ confirment la rentabilité des programmes du PGEÉ pour l'année 2024-2025 comparativement à la prévision de 258,2 M\$.

[110] Énergir précise que les résultats du TCTR réel du PGEÉ ont été de 4,59 en 2024-2025, ce qui signifie que les bénéfices générés par le PGEÉ ont été près de quatre fois supérieurs aux coûts.

6.1.2 POSITION DU ROEÉ

[111] Le ROEÉ recommande à la Régie de bonifier le complément d'information en demandant à Énergir de justifier le bien-fondé du projet de démonstration de la performance énergétique d'une thermopompe à gaz naturel⁷³.

6.1.3 POSITION DU RTIEÉ

[112] En raison des résultats de programmes qualifiés de trop faibles par le RTIEÉ, l'intervenant propose d'ajouter un suivi sur l'implantation de systèmes d'intelligence artificielle pour améliorer la performance et le suivi des programmes d'efficacité énergétique chez Énergir dans les prochains dossiers de rapport annuel vu leur importance stratégique pour la transition énergétique.

[113] Le RTIEÉ ajoute qu'Énergir n'a pas encore entrepris d'utiliser des outils d'intelligence artificielle pour la réalisation de certains de ses programmes et encourage le Distributeur à poursuivre ces efforts dans ce sens. Il est stratégique que la Régie puisse suivre l'utilisation de ces outils d'intelligence artificielle visant à améliorer les

⁷² Pièce [B-0086](#), p. 4 et p.5.

⁷³ Pièce [C-ROEÉ-0004](#), p. 9 et 10.

performances et le suivi des programmes d'efficacité énergétique dans le cadre des dossiers de rapport annuel⁷⁴.

6.1.4 OPINION DE LA RÉGIE

[114] La Régie juge important de rappeler qu'elle a déterminé, dans la décision D-2024-118⁷⁵, qu'il n'est pas requis qu'elle se prononce quant aux demandes d'Énergir d'approuver des modifications aux modalités de certains volets du PGEÉ. La Régie avait également indiqué que dans le cadre de l'exercice de révision tarifaire, elle doit s'assurer que le budget du PGEÉ soit justifié aux fins de l'établissement des tarifs⁷⁶.

[115] La Régie est d'avis que les recommandations des intervenants concernent des modifications aux modalités de certains volets du PGEÉ et ainsi ne relèvent pas de sa compétence tarifaire en vertu de l'article 49 de la Loi. **Par conséquent, la Régie ne retient pas les recommandations du ROÉÉ et du RTIEÉ concernant le PGEÉ.**

[116] La Régie constate qu'Énergir a tenu compte des résultats des rapports d'évaluations les plus récents, tant dans la révision des économies d'énergie annuelles que dans la durée de vie des mesures de diverses initiatives du PGEÉ⁷⁷. De plus, ces rapports d'évaluation ont été réalisés en conformité avec la décision D-2023-127⁷⁸.

[117] **La Régie prend acte du suivi associé aux rapports d'évaluations ainsi que des résultats et des compléments d'information du PGEÉ pour l'année 2024-2025 et s'en déclare satisfaite.**

⁷⁴ Pièce [C-RTIEÉ-0008](#), p. 28 et 29.

⁷⁵ Décision [D-2024-118](#), p. 21.

⁷⁶ Dossier R-4257-2024, décision [D-2024-118](#), p. 21, par. 51 à 52.

⁷⁷ Pièces [B-0088](#), [B-0089](#) et [B-0090](#).

⁷⁸ Dossier R-4213-2022 Phase 2, décision [D-2023-127](#), p. 73, par. 294.

6.2 ÉTABLISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS RELATIFS AU PGEÉ

[118] Énergir présente le suivi des CFR relatifs au PGEÉ⁷⁹. En ce qui a trait aux frais d'exploitation, Énergir constate un écart en fin d'exercice de -0,6 M\$. Le Distributeur indique que cet écart a été imputé au CFR et constitue un montant à remettre à la clientèle qui sera intégré dans les tarifs de l'année 2026-2027.

[119] Pour ce qui est des aides financières versées, celles-ci ont été inférieures de 4,7 M\$ au montant prévu. Ainsi, Énergir présente un rendement sur la base de tarification inférieur de -0,8 M\$ aux prévisions. La charge d'amortissement réelle a été moins importante qu'anticipé de 0,3 M\$, se traduisant par une baisse du coût de service de 1,1 M\$. Cet effet a été imputé dans un CFR à remettre à la clientèle et il sera intégré dans les tarifs de l'année 2026-2027.

6.2.1 OPINION DE LA RÉGIE

[120] **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-2020-145⁸⁰.**

7 SUIVIS DES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT

7.1 DEMANDE DE METTRE FIN À DES SUIVIS DE PROJETS

[121] Énergir présente le suivi annuel des projets suivants et demande à la Régie d'y mettre fin :

⁷⁹ Pièce [B-0085](#).

⁸⁰ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 11 et 12.

- Projet d'implantation des solutions d'approvisionnement Ariba⁸¹;
- Projet de construction d'un bureau d'affaires à Magog⁸²;
- Projet d'implantation des solutions de gestion du capital humain SuccessFactors-HXM⁸³,

[122] Conformément à la décision D-2023-116⁸⁴, Énergir soumet que les travaux d'exécution de ces trois projets sont entièrement complétés et que, conséquemment, elle demande de mettre fin aux suivis de ces projets.

[123] **La Régie autorise Énergir à mettre fin aux suivis relatifs aux projets suivants :**

- **Projet d'implantation des solutions d'approvisionnement Ariba;**
- **Projet de construction d'un bureau d'affaires à Magog;**
- **Projet d'implantation des solutions de gestion du capital humain SuccessFactors-HXM.**

7.2 SUIVIS DES PROJETS EN COURS

[124] Énergir dépose le suivi annuel des projets suivants :

- Projet de remplacement du compresseur d'évaporation de l'usine LSR⁸⁵;
- Projet de raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR et de réhabilitation d'une conduite à Sainte-Sophie⁸⁶;
- Projet visant à évaluer l'interchangeabilité de l'hydrogène dans son réseau gazier (Projet Hydrogène)⁸⁷.

⁸¹ Pièce [B-0106](#).

⁸² Pièce [B-0109](#).

⁸³ Pièce [B-0111](#).

⁸⁴ Dossier R-4213-2022 Phase 2, décision [D-2023-116](#), p. 14.

⁸⁵ Pièce [B-0103](#).

⁸⁶ Pièce [B-0110](#).

⁸⁷ Pièce [B-0114](#).

[125] La Régie prend acte des informations liées aux suivis des projets d'investissement présentés ci-dessus.

7.2.1 PROJET DE REMPLACEMENT DES REGAZÉIFICATEURS DE L'USINE LSR

[126] Énergir présente l'avancement des travaux concernant le projet. Malgré les retards du fournisseur des regazéificateurs de l'année dernière, la mise en service des deux derniers regazéificateurs prévue en septembre 2025 a été complétée le 29 octobre 2025. Énergir procède aux essais de la performance des quatre regazéificateurs jusqu'au printemps 2026. Le Distributeur s'assurera du respect des limites d'émissions atmosphériques établies par contrat; à la suite de ces essais, les quatre équipements seront pleinement fonctionnels⁸⁸.

[127] Au printemps 2024, Énergir a informé la Régie, par voie administrative, que la hausse des coûts totaux du projet serait supérieure à 15 %⁸⁹. Les coûts totaux projetés du projet étaient alors évalués à 37,5 M\$, soit une hausse de 6,1 M\$ (19 % de hausse) par rapport à la projection initiale. Énergir précisait également que cette hausse de 6,1 M\$ incluait des coûts de 4 M\$ (soit environ 13 %) au 30 septembre 2023, déjà annoncés dans le rapport annuel 2023⁹⁰.

[128] Au présent dossier, Énergir explique que la projection finale des coûts s'établit maintenant à 38,5 M\$ comparativement à 37,9 M\$ présenté au suivi déposé au Rapport annuel 2024. Cette hausse de 0,6 M\$ est principalement attribuable à une hausse des coûts de construction du Projet et des frais d'administration, de gestion et d'inspection⁹¹.

[129] La Régie prend acte du suivi du projet de remplacement des regazéificateurs de l'usine LSR.

⁸⁸ Pièces [B-0104](#) et B-0105 (déposée sous pli confidentiel).

⁸⁹ Lettre du 13 mai 2024 déposée en suivi administratif de la décision [D-2022-024](#), rendue au dossier R-4178-2021.

⁹⁰ Dossier R-4242-2023, pièce [B-0121](#).

⁹¹ Pièce [B-0104](#), p. 2.

7.2.2 PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU VISANT À DESSERVIR LE PARC INDUSTRIEL DE BÉCANCOUR

[130] Énergir explique qu'en date du 30 septembre 2025, l'ensemble des activités du projet ont été complétées. En novembre 2024, les réfections de pavage ont été complétées. Finalement, une entente de servitude restait alors à signer avec Nemaska-Lithium et était anticipée pour mars 2026⁹².

[131] Énergir indique que le coût total projeté du projet a été révisé à la baisse de 10,6 % par rapport au budget initial. Une contribution externe révisée de 14,2 M\$ et un montant additionnel de 0,27 M\$ à la charge d'Énergir sont désormais prévus. L'analyse de rentabilité déposée précise que le TRI de 5,38 % et un IP de 1,0, ce qui témoigne de la viabilité du projet à long terme. Tel que précisé ci-dessous, l'analyse est identique à celle déposée dans le Rapport annuel 2024.

[132] Énergir a présenté, au rapport annuel 2024, le premier suivi du projet mais a constaté que la présentation de l'analyse de rentabilité dans le suivi du projet doit être modifiée en fonction du protocole d'entente avec la SPIPB⁹³. Elle explique d'abord que le protocole d'entente signé par la SPIPB et Énergir prévoit qu'une analyse de rentabilité sera effectuée annuellement jusqu'à la survenance de la première des deux dates suivantes :

- Sept années consécutives à compter de la date de mise en gaz du projet;
- La date à laquelle Énergir a remboursé à la SPIPB la totalité du montant de la contribution financière que cette dernière a versée à Énergir en vertu de ce protocole d'entente⁹⁴.

[133] Énergir précise qu'à la suite de l'analyse de rentabilité annuelle, si l'indice de profitabilité (IP) réel du projet s'avérait supérieur au coût en capital autorisé par la Régie pour l'année concernée, Énergir s'engage à rembourser à la SPIPB une partie de la

⁹² Pièce [B-0108](#).

⁹³ Dossier R-4226-2023, pièce [B-0008](#).

⁹⁴ Énergir indique que selon le protocole d'entente, l'analyse de rentabilité annuelle est effectuée sur la base des revenus réels engendrés par tous les nouveaux clients installés et raccordés sur les terrains identifiés dans le protocole d'entente ainsi que des coûts réels de construction pour l'ensemble des infrastructures d'Énergir pour alimenter ces clients (incluant le coût des branchements).

contribution financière versée en vertu du protocole d'entente afin de ramener l'indice de profitabilité à 1, et ce, jusqu'à concurrence d'un remboursement complet de la contribution financière versée originalement par la SPIPB plus les taxes applicables.

[134] Énergir indique que la mise en service de la conduite en décembre 2023 constitue le début de l'an 1 aux fins du calcul de la rentabilité du projet. Cependant, au Rapport annuel 2024, Énergir avait déposé une analyse financière en date du 30 septembre 2024, alors que l'an 1 n'était pas terminé. Cette analyse financière n'était donc pas basée entièrement sur les revenus et coûts réels pour l'année, comme prévu par le protocole d'entente.

[135] Sur la base de cette analyse financière, Énergir a remis un montant de 2,153 M\$ à la SPIPB, tandis que le montant de la contribution à rembourser par Énergir à la SPIPB sur la base des revenus et coûts réels calculés à la fin de l'an 1 aurait dû être de 2,245 M\$. Cette différence de 92 k\$, liée à la contribution qui n'a pas été incluse dans le calcul de l'analyse financière de l'an 1, le sera dans l'analyse financière déposée à la fin de l'an 2.

[136] Le suivi au rapport annuel est produit en date du 30 septembre alors que les années du projet débutent en décembre. Au rapport annuel 2024, alors que l'an 1 n'était pas terminé, Énergir explique qu'elle n'aurait pas dû présenter d'analyse financière ni déterminer de montant de contribution à remettre. C'est en début d'année 2025 que l'analyse financière, au terme de l'an 1, aurait dû être complétée, en vertu du protocole d'entente, et par la suite déposée au présent rapport annuel.

[137] À la lumière de ce constat et conformément au protocole d'entente, Énergir propose de déposer, dans le cadre des prochains rapports annuels, l'analyse financière ayant été complétée à la fin de l'année du projet. Par exemple, l'analyse financière au terme de l'an 2 sera effectuée en début d'année 2026 et sera déposée au Rapport annuel au 30 septembre 2026. Les montants de contribution alors constatés seront à ce moment inclus au tableau des coûts du suivi du Rapport annuel 2026.

[138] La Régie juge appropriée et est satisfaite de la proposition d'Énergir de déposer l'analyse financière complétée à la fin de l'année du projet en incluant les montants des contributions qui seront constatés.

[139] Par ailleurs, la consommation des clients à ce jour se compose de chauffage de construction ainsi que de chauffage permanent, et aucune consommation de GSR n'a été enregistrée. La consommation réelle observée au cours de l'exercice financier 2024-2025 a généré 2 029 tonnes de CO₂ éq.

[140] Un comité de travail composé de représentants du gouvernement du Québec, d'Hydro-Québec et d'Énergir avait été créé afin d'examiner la situation particulière de Bécancour afin d'optimiser la consommation énergétique. Dans le présent dossier, Énergir rappelle que le rapport final du Comité a été complété et déposé dans le cadre du dossier du rapport annuel de 2024.

[141] La Régie prend acte du suivi du projet d'extension de réseau visant à desservir le parc industriel de Bécancour.

7.2.3 DOUBLAGE DE LA CONDUITE SITUÉE ENTRE SAINT-FLAVIEN ET SAINT-NICOLAS.

[142] En suivi de la décision D-2025-067⁹⁵, Énergir dépose le post-mortem réalisé à la fin des travaux du projet de doublage de la conduite entre Saint-Flavien et Saint-Nicolas⁹⁶. La Régie est d'avis que le suivi déposé est conforme.

[143] La Régie prend acte du suivi sur le post-mortem réalisé à la fin des travaux du projet de doublage de la conduite entre Saint-Flavien et Saint-Nicolas.

7.2.4 PROJET DE RELOCALISATION DE LA CONDUITE DU PONT VACHON

[144] Dans le suivi déposé, Énergir indique que les travaux ont été repoussés d'un an en raison d'un besoin d'autorisation de la part de Pêches et Océans Canada. Cette

⁹⁵ Dossier R-4288-2024, [D-2025-067](#), p. 45.

⁹⁶ Pièce [B-0113](#).

autorisation n'avait pas été mentionnée lors de l'analyse du dossier de la part de la Régie⁹⁷.

[145] Cette autorisation supplémentaire devait être accordée afin que le Distributeur puisse débiter ses travaux en février 2026. Énergir indique que le montant budgété au moment de la demande d'investissement, ainsi que les coûts projetés en date du 30 septembre 2025, causent une augmentation de 6,8 % en raison du report du projet. Énergir confirme en DDR qu'elle n'estime pas une augmentation du budget reliée à cette nouvelle autorisation de la part de Pêches et Océans Canada⁹⁸.

[146] De plus, Énergir confirme que malgré le retard d'un an, le Distributeur prévoit respecter le délai du 30 décembre 2028, qui représente la date maximale demandée par Transports Québec pour retirer la conduite actuelle se trouvant sous le pont Vachon⁹⁹.

[147] La Régie prend acte du suivi du projet de relocalisation de la conduite du pont Vachon.

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

[148] Énergir présente les suivis annuels suivants :

- Suivi de la décision D-2014-165 (par. 147) à l'égard de l'explication des écarts du nombre moyen de clients, des volumes normalisés et des revenus de distribution entre le rapport annuel 2024-2025 et la cause tarifaire 2024-2025¹⁰⁰;
- Suivi des montants versés au CFR relatif au processus de consultation réglementaire (décision D-2016-191)¹⁰¹;

⁹⁷ Pièce [B-0112](#).

⁹⁸ Pièce [B-0146](#), p. 19, réponse à la question R. 11.1.1.

⁹⁹ Pièce [B-0146](#), p. 19.

¹⁰⁰ Pièce [B-0046](#).

¹⁰¹ Pièce [B-0037](#).

- Suivi relatif au tableau des contrats d’approvisionnement existants en Transport¹⁰²;
- Suivi relatif à la compensation pour la réservation de GM GNL à l’usine LSR (suivi de la décision D-2022-136)¹⁰³;
- Suivi relatif à l’utilisation quotidienne de l’usine LSR (suivi des décisions D-2015-012, D-2020-138 et D-2021-140)¹⁰⁴;
- Suivi des déséquilibres volumétriques liés à la regazéification de GM GNL (suivi des décisions D-2012-171, D-2020-138 et D-2021-140)¹⁰⁵;
- Suivi pour desservir les territoires des régions du Bas-Saint-Laurent, de la Gaspésie et de la Côte-Nord (suivi de la décision D-2025-067, par. 172)¹⁰⁶;
- Suivi portant sur le Post-mortem - Projet de doublage de la conduite entre Saint-Flavien et Saint-Nicolas (D-2024-967, par. 159)¹⁰⁷.

[149] **La Régie prend acte de ces suivis, et s’en déclare satisfaite.**

8.1 DIVERSIFICATION DES INDICES D’ACHATS DE FOURNITURE

[150] Énergir dépose le suivi relatif à la diversification des achats de fourniture¹⁰⁸.

[151] Selon le suivi déposé, 40,9 % des achats de fourniture contractés d’avance à Dawn pour l’année 2024-2025 ont été effectués selon l’indice NYMEX. Les conditions de marché ont permis à Énergir de s’approcher de la plage prévue d’achat de 50-75 %. Cependant, au moment de compléter l’ensemble des achats avant l’hiver, le différentiel de lieu entre Dawn et NYMEX était moins favorable, et par conséquent, Énergir a plutôt opté de ne pas acheter davantage à l’indice NYMEX.

¹⁰³ Pièces [B-0049](#) et [B-0050](#).

¹⁰⁴ Pièces [B-0051](#) et B-0052 (déposées sous pli confidentiel).

¹⁰⁵ Pièce B-0053 (déposée sous pli confidentiel).

¹⁰⁶ Pièce [B-0102](#).

¹⁰⁷ Pièce [B-0113](#).

¹⁰⁸ Pièce [B-0068](#).

[152] Tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2016-156, Énergir présente l'historique des achats à Dawn des cinq dernières années ainsi qu'une comparaison entre les coûts des achats contractés d'avance à Dawn et ceux qui auraient été encourus advenant des achats purement spot à un prix équivalant à l'indice quotidien¹⁰⁹.

[153] Selon les données déposées, le coût des achats d'avance est inférieur de 1,83 M\$ en comparaison aux coûts des achats encourus à un prix équivalent à l'indice quotidien¹¹⁰.

[154] La Régie note que 40,9 % des achats de fourniture contractés d'avance à Dawn pour l'année 2024-2025 ont été effectués selon l'indice NYMEX ce qui est inférieur à la plage d'achat de 50-75 %¹¹¹. La Régie rappelle que la décision D-2026-011 autorise le Distributeur à continuer à diversifier les achats aux indices NYMEX et NGX mais ne fixe plus des pourcentages de volumes prédéterminés pour les achats d'avance¹¹².

[155] La Régie prend acte du suivi relatif à la diversification des achats de fourniture et s'en déclare satisfaite.

8.2 STRATÉGIE DE GESTION DES RETRAITS ET INJECTIONS AU SITE D'ENTREPOSAGE D'ENBRIDGE GAS

[156] Énergir dépose le suivi portant sur la gestion des retraits et injections au site d'Enbridge Gas¹¹³.

[157] Selon le suivi déposé, la stratégie réelle de gestion des inventaires à Dawn, a créé un avantage pour la clientèle estimé à 1,52 M\$.

[158] La Régie note qu'entre les années 2014-2015 et 2024-2025, la stratégie de gestion des retraits et des injections a été globalement à l'avantage de la clientèle.

¹⁰⁹ Dossier R-3970-2016, décision [D-2016-156](#), p. 30 et 31.

¹¹⁰ Pièce [B-0156](#), p. 6.

¹¹¹ Pièce [B-0070](#), p. 3.

¹¹² Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision [D-2026-011](#), p. 63.

¹¹³ Pièce [B-0071](#).

[159] **La Régie prend acte des suivis des décisions D-2014-077 et D-2020-097 relatifs à la stratégie de gestion de l'entreposage à Dawn et s'en déclare satisfaite.**

8.3 SUIVI PORTANT SUR LES RETRAITS INTERDITS

[160] Dans sa décision D-2024-066, la Régie autorisait Énergir à mettre fin au suivi portant sur la saturation du réseau dans les régions de l'Estrie et de la Montérégie et demandait au Distributeur de fournir les renseignements relatifs aux interruptions et aux retraits interdits¹¹⁴. Dans sa décision D-2025-067, la Régie retenait la proposition du Distributeur de ne présenter que les données relatives aux retraits interdits liés aux avis d'interruption¹¹⁵. En suivi de ces décisions, Énergir fournit les renseignements relatifs aux interruptions et aux retraits interdits avant et après le gaz d'appoint pour contrer les interruptions (GAI)¹¹⁶.

[161] Le suivi déposé permet de constater que 66 clients ont été interrompus avec des volumes d'interruptions brutes de 12 847 743 m³, de GAI de 5 076 274 m³ et d'interruptions nettes de 7 771 469 m³. La Régie note également l'absence de retrait interdit.

[162] Par ailleurs, conformément à la décision D-2025-067 (par. 196), Énergir présente les données relatives aux retraits interdits liés aux avis d'interruption à la ligne 22 de la pièce B-0046¹¹⁷.

[163] **La Régie prend acte du suivi déposé par Énergir en suivi des décisions D-2024-066 et D-2025-067 portant sur les retraits interdits et s'en déclare satisfaite.**

¹¹⁴ Dossier R-4242-2023, décision [D-2024-066](#), par. 199, p. 50.

¹¹⁵ Dossier R-4288-2024, décision [D-2025-067](#), p. 52.

¹¹⁶ Pièce [B-0082](#).

¹¹⁷ Pièce [B-0046](#), p. 1

8.4 SUIVI DES DONNÉES SE RAPPORTANT AU GSR

[164] En suivi de décisions antérieures, Énergir dépose un ensemble de pièces présentant des informations se rapportant au GSR.

[165] La Régie note les commentaires du RTIÉ à l'égard des données liées au GSR¹¹⁸.

[166] Pour les raisons exposées dans les prochaines sections, la Régie prend acte des informations se rapportant au GSR, déposées en suivi des décisions D-2019-107, D-2021-158 (par. 607 à 619), D-2023-022 (par. 485, 489 et 547), D-2023-102 (par. 201), D-2024-007 (par. 100), D-2024-066 (par. 251 et 261) et D-2025-067 (par. 240) et D-2025-105 (par. 323). Elle apporte toutefois certaines précisions à l'égard de certains suivis.

8.4.1 ATTEINTE DE LA CIBLE RÉGLEMENTAIRE, VOLUMES ET COÛTS PAR PRODUCTEUR ET EXPLICATIONS DES ÉCARTS

[167] En vertu du *Règlement concernant le gaz de source renouvelable*¹¹⁹ (le Règlement GSR), Énergir devait livrer 123,85 10⁶m³ pour l'année 2024-2025. Comme illustré au tableau suivant, fourni en suivi de la décision D-2023-022¹²⁰, Énergir a été en mesure d'acheter les quantités de GSR nécessaires à l'atteinte de sa cible réglementaire. En effet, les volumes d'approvisionnement pour l'année 2024-2025 ont été de 176,77 10⁶m³, en plus des 22,3 10⁶m³ provenant de l'inventaire au 30 septembre 2024.

¹¹⁸ Pièce [C-RTIÉ-0008](#), p. 37.

¹¹⁹ RLRQ c. R-6.01, r. 3.01.

¹²⁰ Dossier R-4008-2017 Étape D, décision [D-2023-022](#), par. 420.

TABLEAU 6¹²¹
SOMMAIRE DU GSR 2024-2025

<i>(10³m³)</i>	Volumes*
Volumes de base	6 192 351
Obligation réglementaire (2%)	123 847
Approvisionnement	176 770
Livraisons de GSR	
Achat direct	0
Gaz de réseau	26 714
Socialisation	93 314
Autoconsommation par Énergir	3 819
Livraisons aux points d'interconnexion	0
Total livraison	123 847
Inventaire de GSR	
Inventaire au 30 septembre 2024	22 250
Achats	176 770
Ventes, autoconsommation et socialisation de GSR	(123 847)
Inventaire au 30 septembre 2025	75 173

* Calcul de l'obligation réglementaire présenté au dossier R-4257-2024, pièce B-0014, p. 1.

[168] Toutefois, les quantités de GSR livrées à sa clientèle volontaire n'ont pas été suffisantes pour l'atteinte du seuil fixé par le Règlement GSR. Au cours de l'année 2024-2025, Énergir a constaté des écarts importants entre sa projection et les volumes livrés, lesquels sont expliqués aux paragraphes suivants. Énergir s'attendait à livrer 51,93 10⁶m³ de GSR, alors que les volumes réellement livrés étaient de 3,8 10⁶m³ en autoconsommation et de 26,7 10⁶m³ en gaz de réseau GSR.

[169] En suivi de la décision D-2024-113, Énergir fournit et commente les écarts entre les achats prévus et réels selon les différents segments de sa clientèle¹²².

¹²¹ Tableau préparé par la Régie à partir de la pièce [B-0162](#), p. 4.

¹²² Pièce [B-0146](#), p. 13, réponses aux questions 7.1 et 7.1.1.

TABLEAU 7¹²³
APPROVISIONNEMENT DE GSR 2025

Segments		Réal au RA 2025 (10 ⁶ m ³)	Prévu 2025 (10 ⁶ m ³)
PMD-existant	Résidentiel	816	1 148
	Commercial	4 899	4 936
	Institutionnel	1 586	3 710
	Industriel	1 779	4 507
	Sous-total	9 080	14 302
		34 %	28 %
GE-existant	Résidentiel	-	-
	Commercial	855	1 051
	Institutionnel	2 333	20 190
	Industriel	14 297	7 831
	Sous-total	17 485	29 071
		65 %	56 %
Nouveaux raccordements	PMD	148	8 558
	GE	-	-
	Sous-total	148	8 558
		1 %	16 %
Total volumes GSR		26 714	51 931

[170] Pour la clientèle existante, Énergir commente les écarts de la façon suivante :

- Résidentiel et le Commercial : écart limité;
- Institutionnel : accélération de la demande volontaire prévue qui ne s'est pas matérialisée;
- Industriel : hausse réelle plus forte que prévu. L'impact de la consommation de GSR d'un ou de plusieurs clients industriels est visible pour ce segment.

[171] Pour les nouveaux raccordements, Énergir rappelle que lors du dossier tarifaire 2024-2025, il était prévu que tous les nouveaux raccordements soient à 100 % GSR ou biénergie-GSR. Or, cette obligation est tombée avec la décision D-2025-025 de la Régie, ce qui explique l'écart.

¹²³ Pièce [B-0162](#), p. 9.

[172] Énergir indique avoir apporté les améliorations suivantes à son modèle de prévision pour les travaux entourant le dossier tarifaire 2026-2027¹²⁴ :

- PMD existant :
 - La modélisation du potentiel avec approche dégressive est remplacée par une modélisation par série temporelle. Un plus long historique de consommation de GSR permet à un modèle économétrique de déceler une tendance d'adoption par segment plus précise qu'avec l'ancienne méthode.
 - Les quatre indices (connaissance du GSR; tendance de décarbonation; contexte économique et énergétique; ajustement en fonction du surcoût GSR) sont toujours considérés, mais dans une perspective qualitative.
 - Énergir module la prévision produite par la modélisation par série temporelle et apporte des ajustements selon l'appréciation et l'évolution des quatre indices;
- PMD nouveaux branchements : application du Règlement de Montréal.

[173] Énergir soumet qu'elle continuera à analyser la performance du modèle de prévision et à l'améliorer, le cas échéant.

[174] La Régie demande au Distributeur, pour les prochains rapports annuels, de continuer à présenter les informations additionnelles fournies à la section 5 de la pièce B-0162.

[175] Énergir présente également, en suivi de la décision D-2023-102¹²⁵, pour chaque producteur de GSR en territoire, les volumes injectés et les coûts prévus et réels¹²⁶. En suivi de la décision D-2025-067¹²⁷, elle présente également les explications sur les écarts constatés.

[176] Les coûts réels ont été de 1 589 k\$ comparativement à la prévision de 4 833 k\$. De plus, les injections réelles de GSR pour 2024-2025 ont été de 32 120 10³m³

¹²⁴ Pièce [B-0146](#), p. 14, réponse à la question 7.2.

¹²⁵ Dossier R-4209-2022 Phase 1, décision [D-2023-102](#), par. 201.

¹²⁶ Pièce [B-0054](#).

¹²⁷ Dossier R-4288-2024, décision [D-2025-067](#), par. 240.

comparativement aux injections prévues de $47\,765\,10^3\text{m}^3$. L'écart de $(15\,644)\,10^3\text{m}^3$ s'explique principalement par les éléments suivants¹²⁸ :

- COOP Agri-énergie (Warwick) : bris d'équipement sur un digesteur. Arrêt des injections de GSR de novembre 2024 à février 2025.
- CTBM (Saint-Pie) : montée en cadence prévue pour atteindre l'objectif de $3,9\text{ Mm}^3$ plus graduelle qu'initialement estimée.
- Waga (Chicoutimi) : volume contracté utilisé aux fins de prévision au lieu des données historiques. Injections réelles de $1,4\text{ Mm}^3$ conformes à la tendance de production des années précédentes et donc normales.
- Waga (Cowansville) : prévisibilité des volumes difficile à évaluer en raison de l'absence de données historiques.
- Waste Management (Sainte-Sophie) : mise en service du projet retardée.

[177] Par souci de cohérence avec l'autorisation à mettre fin au suivi des comptes de frais reportés (CFR) captant la différence entre les revenus projetés et réels du tarif de réception associés aux clients injectant du GSR, ainsi que pour faciliter la consultation du suivi demandé au paragraphe 201 de la décision D-2023-102, Énergir propose d'intégrer le tableau du rapport de suivi des volumes et des coûts par producteur présenté à la pièce Énergir-9, Document 7 (pièce B-0054 au présent dossier) à la pièce Énergir-9, Document 8 (pièces B-0162 et B-0163 au présent dossier) dans les prochains rapports annuels.

[178] La Régie est d'avis qu'il est plus simple et efficace de regrouper toutes les données liées au GSR dans une seule et même pièce. **En conséquence, elle approuve l'intégration du tableau du rapport de suivi des volumes et des coûts par producteur présenté à la pièce Énergir-9, Document 7 (pièce B-0054 au présent dossier) à la pièce Énergir-9, document 8 (B-0162/B-0163) dans le cadre des prochains rapports annuels.**

¹²⁸ Pièce [B-0162](#), p. 9 et 10.

8.4.2 SOCIALISATION DU GSR

[179] En tenant compte des données réelles au 30 septembre 2025, Énergir soumet que pour atteindre sa cible réglementaire de $123,85 \cdot 10^6 \text{m}^3$, elle devra socialiser $93,31 \cdot 10^6 \text{m}^3$, conformément à la décision D-2021-158. Le tableau suivant, déposé en suivi de la décision D-2021-158¹²⁹, présente le calcul du surcoût du GSR invendu pour 2024-2025.

TABLEAU 8¹³⁰
SURCÔT DU GSR INVENDU EN 2024-2025

1	Tarif GSR * ($\text{¢}/\text{m}^3$)	85,818
2	Tarif gaz de réseau ** ($\text{¢}/\text{m}^3$)	15,513
3	Tarif SPEDE ** ($\text{¢}/\text{m}^3$)	8,390
4	Surcoût unitaire GSR invendu ($\text{¢}/\text{m}^3$) (1 – 2 – 3)	61,915
5	Volume GSR invendu (10^3m^3)	93 314
6	Surcoût GSR invendu (000 \$) (4 * 5)	57 775

* Dossier R-4257-2022, pièce Énergir-Q, Document 1, page 7.

** Moyenne des 12 mois de l'année tarifaire 2024-2025 présentée au rapport mensuel Prix du service de fourniture de gaz naturel.

[180] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir indique avoir procédé à un exercice visant à mieux identifier le moment de la création du volume de GSR à socialiser. Sur une base mensuelle, les livraisons de GSR en franchise excèdent les achats volontaires, ce qui entraîne un volume de GSR invendu chaque mois. Elle comptabilise donc maintenant les volumes invendus de GSR au prix moyen des douze mois de l'année, tant pour le tarif de gaz de réseau que pour le tarif du SPEDE¹³¹.

¹²⁹ Dossier R-4008-2017 Étape C, décision [D-2021-158](#), par. 607 à 619.

¹³⁰ Pièce [B-0162](#), p. 6.

¹³¹ Pièce [B-0160](#), p. 4, réponse à la question 3.1.

Opinion de la Régie

[181] Dans la décision D-2021-158, ni le calcul proposé et approuvé ni l'exemple chiffré¹³² ne spécifiaient de façon explicite l'établissement ou la source des tarifs de gaz réseau et de SPEDE.

[182] Cependant, afin que les unités de GNR invendues à la clientèle volontaire (en deçà du seuil réglementaire) puissent être considérées comme livrées en vertu du Règlement GSR, Énergir proposait ce qui suit :

[606] En cas de socialisation d'unités invendues, le montant devant être socialisé serait évalué selon la méthode suivante :

Un transfert des unités à socialiser, de l'inventaire de GNR vers l'inventaire de gaz de réseau, serait comptabilisé afin de rendre le GNR disponible à la vente. Le transfert serait fait au prix du Tarif gaz de réseau, ce qui permettrait de garder indemne la clientèle alimentée par le biais de ce tarif¹³³.

[note de bas de page omise] [nous soulignons]

[183] La Régie est d'avis que la constatation des unités à socialiser s'effectue au 30 septembre, et non tout au long de l'année comme le soutient Énergir. Dans sa décision D-2021-158, la Régie s'exprimait comme suit :

[567] Par conséquent, la Régie estime qu'il est approprié que le surcoût des unités de GNR en inventaire qui, au 30 septembre, ont atteint un âge de 24 mois depuis leur achat, soit récupéré par le biais du Tarif GNR, dont le calcul est indiqué à la section 6.3 de la présente décision.

[568] Énergir devra fournir au rapport annuel l'état du GNR invendu au 30 septembre, après une période de 24 mois en inventaire. La Régie ne retient donc pas l'étape 3 de la figure 3 de la méthodologie proposée par Énergir, mais décide d'y substituer l'étape 5 de cette figure, cette dernière étant reproduite à la section

¹³² Dossier R-4008-2017 Étape C, décision [D-2021-158](#), p. 138.

¹³³ Dossier R-4008-2017 Étape C, décision [D-2021-158](#), p. 137.

11.1.1 de la présente décision. Elle croit que la prévisibilité du processus l'emporte sur la flexibilité recherchée par Énergir.

[569] La Régie accueille donc partiellement la demande d'Énergir ayant trait à la méthodologie de détermination et de socialisation des unités invendues décrite à la section 8.1 de la pièce B-0573, sous réserve de l'ajustement pour le traitement des unités invendus en cas d'un inventaire de GNR trop important, dont le surcoût doit être récupéré par le biais du Tarif GNR.

[...]

[615] D'autre part, le recours au rapport annuel pour déterminer le montant à socialiser fait en sorte que la récupération de ce montant peut se faire à partir du premier exercice tarifaire suivant le dépôt du rapport annuel dans lequel le montant a été déterminé. Par exemple, dans l'éventualité d'un montant à socialiser au 30 septembre 2022, le rapport annuel constatant ce montant au CFR-surcoût GNR invendu serait déposé à l'automne 2022. Le montant du CFR-surcoût GNR invendu approuvé par la Régie au dossier du rapport annuel serait par la suite intégré au Tarif de verdissement à être approuvé au terme du dossier tarifaire 2023-2024.

[616] La Régie approuve la création du CFR-surcoût GNR invendu afin d'y inscrire le surcoût lié aux unités de GNR invendues en-deçà du seuil prescrit au Règlement.

[...]

[619] En conséquence, la Régie approuve la méthodologie de calcul du surcoût des unités de GNR invendues, décrite à la section 8.2 de la pièce B-0573, y compris sa rémunération pour les motifs invoqués à la section 9.3 de la présente décision, sous réserve des modifications mentionnées aux paragraphes 568 et 569 de la présente décision¹³⁴. [nous soulignons] [note de bas de page omise]

[184] Puisque les unités invendues sont constatées au 30 septembre, le « *transfert des unités à socialiser, de l'inventaire de GNR vers l'inventaire de gaz de réseau* » est également effectué à cette date. La Régie note par ailleurs que, dans le cadre du rapport annuel 2023-2024, Énergir a utilisé le prix du gaz réseau au 30 septembre aux fins du calcul du surcoût du GSR¹³⁵.

¹³⁴ Dossier R-4008-2017 Étape C, décision [D-2021-158](#), p. 130, 131, 139 et 149.

¹³⁵ Dossier R-4288-2024, décision [D-2025-067](#), p. 54, tableau 9 référant à la pièce [B-0166](#), p. 6.

[185] La Régie constate que le fait de comptabiliser les volumes invendus de GSR au prix moyen des douze mois de l'année plutôt qu'au 30 septembre a pour effet d'augmenter le surcoût du GSR de 1,0 M\$ comme l'illustre le tableau suivant.

TABLEAU 9¹³⁶

EFFET DU CHANGEMENT DE MÉTHODE DE CALCUL DU SURCÔÛT DU GSR

	Moyenne 12 mois	Septembre	Écart
	a	b	a-b
1 Tarif GSR (¢/m ³)	85,818	85,818	
2 Tarif de gaz de réseau (¢/m ³)	15,513	16,406	
3 Tarif SPEDE (¢/m ³)	8,390	8,574	
4 Surcoût unitaire GSR invendu (¢/m ³) ^(1 - 2 - 3)	61,915	60,838	
5 Volumes GSR invendu (10 ³ m ³)	93 314	93 314	
6 Surcoût GSR invendu (000 \$) ^(4*5)	57 775	56 770	1 005

[186] Sur la base de ces éléments, la Régie est d'avis que la méthode de calcul utilisée par le Distributeur pour le calcul du surcoût du GSR n'est pas conforme aux modalités décrites dans la décision D-2021-158.

[187] **En conséquence, la Régie demande à Énergir d'utiliser le mois de septembre pour le calcul des frais de socialisation au présent dossier. De plus, elle lui demande de déposer, dans les deux semaines suivant la présente décision, une pièce présentant la modification des données découlant de l'application de la méthode de calcul du surcoût du GSR tel que précisé par la Régie dans la présente section.**

[188] **Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de déposer, le cas échéant dans le cadre d'un dossier tarifaire, une demande relative à l'identification du moment de la création du volume de GSR à socialiser.**

¹³⁶ Tableau produit à partir de la pièce [B-0162](#), p. 6 et du [Coût détaillé du coût de service de fourniture et du gaz de compression projeté - septembre 2025](#), p. 1.

8.4.3 PRÉVISION D'APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GSR

[189] Dans sa décision D-2023-022¹³⁷, la Régie demandait à Énergir de déposer les informations suivantes, lors des prochains Rapports annuels :

- Portrait de l'obligation réglementaire, de l'approvisionnement et des ventes de GSR pour l'année tarifaire traitée au dossier, ainsi que pour les trois années subséquentes;
- Volumes et coûts du GSR injecté par fournisseur pour la période de quatre années à l'étude, incluant une colonne « Cession ».

[190] En suivi de cette décision, Énergir fournit l'information pour l'année 2024-2025 et, à la demande de la Régie, pour les trois années subséquentes¹³⁸.

[191] La Régie demande à Énergir de continuer à déposer, aux prochains rapports annuels, l'information fournie à l'annexe 2 de la pièce B-0163.

8.4.4 STRATÉGIE DE COUVERTURE DE RISQUE DE VARIATION DU TAUX DE CHANGE

[192] Dans sa décision D-2023-022¹³⁹, la Régie demandait à Énergir de présenter les informations relatives à la stratégie de couverture de risque de variation du taux de change dans le cadre du rapport annuel.

[193] En réponse à ce suivi, Énergir indique qu'il n'y a pas eu de transaction de change dans le cadre de transactions de GSR en \$US au cours de l'année financière 2025.

¹³⁷ Dossier R-4008-2017 Étape D, décision [D-2023-022](#), par. 420.

¹³⁸ Pièces [B-0162](#) et B-0163 (déposée sous pli confidentiel), p. 4 et 5 (tableaux 1 et 2) et annexe 2.

¹³⁹ Dossier R-4008-2017, décision [D-2023-022](#), par. 485 et 489.

8.4.5 SUIVI CONCERNANT LA PRÉVISION DE LA DEMANDE PROVENANT DES NOUVEAUX RACCORDEMENTS 100 % RENOUELABLES

[194] En suivi de la décision D-2024-007¹⁴⁰, Énergir présente la prévision de la demande de GSR au tableau suivant.

TABLEAU 10¹⁴¹
APPROVISIONNEMENT DE GSR 2024-2025

	Prévision à la CT 2024-2025		Réal au RA 2025	
	(nb de clients)	volumes (10 ³ m ³)	(nb de clients)	volumes (10 ³ m ³)
Achat direct territoire	111	2 700	-	-
Achat direct hors territoire	-	-	-	-
Gaz de réseau GSR sans ventes 100 % renouvelables	2 058	39 027	2 497	24 903
Autoconsommation de GSR par Énergir	39	1 646	65	3 819
Total volumes vendus sans ventes 100 % renouvelables	2 208	43 373	2 562	28 722
Total volumes vendus des ventes 100 % renouvelables (entièrement refacturés après la décision D-2025-025)	1 019	8 558	319	1 566
Total volumes vendus	3 227	51 931	2 562	28 722

[195] Énergir soumet qu'à la suite de la décision D-2025-025¹⁴², l'ensemble des volumes, provenant des nouveaux raccordements 100 % renouvelables consommés depuis le 1^{er} avril 2024, ont été refacturés et ramenés à zéro.

[196] L'écart entre la prévision au dossier tarifaire 2024-2025 et les volumes refacturés s'explique par le renversement de la décision approuvant les raccordements 100 % renouvelables. Énergir juge opportun de demander à la Régie de mettre fin au suivi demandé au paragraphe 100 de la décision D-2024-007.

¹⁴⁰ Dossier R-4213-2022 Phase 3, décision [D-2024-007](#), par. 100.

¹⁴¹ Pièce [B-0162](#), p. 8.

¹⁴² Dossier R-4253-2024, décision [D-2025-025](#).

[197] **Considérant l’annulation de la décision D-2025-025 par la Cour supérieure et le rétablissement de la décision D-2024-007¹⁴³, la Régie constate que le motif évoqué par Énergir est devenu sans objet et, par conséquent, maintient le suivi demandé au paragraphe 100 de cette décision.**

8.4.6 SUIVI DES CONTRATS D’APPROVISIONNEMENT EN GSR POUR LESQUELS DES DISCUSSIONS SONT EN COURS

[198] En suivi de la décision D-2025-105¹⁴⁴, Énergir dépose la liste des contrats d’approvisionnement en GSR pour lesquels des discussions étaient en cours au 30 septembre 2025. À la demande de la Régie, elle soumet qu’aucun producteur n’a annoncé avoir l’intention de procéder à un remboursement du volet investissement d’un projet de GSR¹⁴⁵ et fournit davantage de précisions sur les points de discussion¹⁴⁶.

[199] **La Régie est satisfaite des précisions apportées et demande à Énergir de déposer, à partir du prochain rapport annuel, l’information selon le même niveau de détail que celui fourni à l’annexe 1 de la pièce B-0163.**

8.4.7 COÛTS D’INVESTISSEMENT GLOBAUX DANS LE CAS DE LA MISE À JOUR DES ÉQUIPEMENTS DES PRODUCTEURS DE GSR

[200] En suivi des décisions D-2022-123 et D-2024-066¹⁴⁷, Énergir présente le suivi des coûts d’investissements globaux réalisés après la mise en service des installations de deux producteurs de GSR au 30 septembre 2025¹⁴⁸.

¹⁴³ Énergir c. Régie de l’Énergie, [2026 QCCS 1789](#).

¹⁴⁴ Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision [D-2025-105](#), par. 323.

¹⁴⁵ Pièce [B-0146](#), p. 15, réponse à la question 8.1.

¹⁴⁶ Pièce B-0163 (déposée sous pli confidentiel).

¹⁴⁷ Dossiers R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 131 et R-4242-2023, décision [D-2024-066](#), par. 251.

¹⁴⁸ Pièce [B-0057](#).

[201] La mise à jour des équipements n'a été nécessaire que pour la Coop Agri-Énergie. L'investissement de 2 093 \$ représente un montant résiduel lié à l'ajout de détection de gaz du poste de réception de GSR à Warwick.

8.4.8 COMPTE D'ÉCART ENTRE LE COÛT RÉEL DÉBOURSÉ POUR L'ACQUISITION DU GSR

[202] En suivi des décisions D-2019-107 et D-2024-066¹⁴⁹, Énergir présente les écarts comptabilisés au Compte d'écart¹⁵⁰ découlant des achats et ventes de GSR réalisés du 1^{er} octobre 2024 au 30 septembre 2025¹⁵¹.

[203] Énergir applique également le traitement ordonné par la Régie dans la décision D-2024-118¹⁵² concernant la disposition du CÉR pour les additions entre le 1^{er} octobre 2017 et le 18 juin 2019. Ce solde à récupérer de 261 k\$ est inclus dans le solde de 6 070 k\$ à récupérer des clients dans le tarif GSR 2025-2026.

[204] En prenant en considération tous les éléments qui affectent le solde du CÉR au 30 septembre 2025, ce dernier s'élève à 9 459 k\$.

¹⁴⁹ Dossiers R-4008-2017, décision [D-2019-107](#), p. 47, et R-4242-2023, décision [D-2024-066](#), par. 261.

¹⁵⁰ En cohérence avec la décision [D-2026-011](#) rendue dans le cadre du dossier R-4287-2024 Phase 2, la Régie a remplacé l'expression « comptes de frais reportés ou CFR » par « comptes d'écart et de report ou CER ».

¹⁵¹ Pièce [B-0075](#), annexe 1.

¹⁵² Dossier R-4257-2024, décision [D-2024-118](#), par. 105. Dans cette décision, la Régie prenait acte du suivi demandé au paragraphe 229 de la décision [D-2024-105](#) (dossier R-4008-2017) et autorisait Énergir à récupérer le solde de l'écart de prix GSR cumulé entre le 1^{er} décembre 2017 et le 18 juin 2019 dans le prix de la fourniture GSR de l'année tarifaire 2025-2026.

8.5 TRANSACTIONS CONCLUES EN VERTU DE L'INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE (DÉCISION D-2021-032)

[205] En suivi des décisions D-2021-082 et D-2024-066¹⁵³, Énergir dépose l'information relative aux transactions conclues en vertu de l'initiative d'approvisionnement responsable pour l'année 2024-2025¹⁵⁴ (l'Initiative).

[206] Énergir a conclu des accords d'approvisionnement responsable en gaz naturel avec onze producteurs, ces accords étant certifiés selon la norme EO100^{MC}. Les rapports de certification concernant ces producteurs ont été publiés sur le site internet d'*Equitable Origin* (EO)¹⁵⁵.

██████ En réponse à une DDR de la Régie, sur l'absence d'un producteur dans la liste des sites certifiés, Énergir explique qu'au moment des appels d'offres et des contrats, ██████

[208] Consciente de l'importance de ces indicateurs pour une meilleure transparence, Énergir suit attentivement les développements émergents au sein du *Energy Emissions Modeling and Data Lab* (EEMDL)¹⁵⁷. Ce laboratoire, qui regroupe des universités pionnières dans ce domaine, joue un rôle clé dans l'élaboration d'un consensus méthodologique. Dans le prochain dossier tarifaire, Énergir présentera une mise à jour des avancées en matière de transparence environnementale.

Opinion de la Régie

[209] La Régie constate qu'Énergir a déposé les informations demandées par la Régie dans les décisions D-2021-082 (par. 191) et D-2024-066 (par. 282).

¹⁵³ Dossiers R-4136-2020, décision [D-2021-082](#), p. 50, et R-4242-2023, décision [D-2024-066](#), p. 66.

¹⁵⁴ Pièce [B-0165](#).

¹⁵⁵ [Certified Sites | Access EO100-certified Energy Project Reports — Equitable Origin](#).

¹⁵⁶ Pièce B-0161 (déposée sous pli confidentiel), p. 9, R. 6.1.

¹⁵⁷ Pièce [B-0165](#), p. 1 et 2, référant au site <https://www.eemdl.utexas.edu/about>.

[210] En conséquence, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2021-082 (paragr. 191) quant aux transactions conclues en vertu de l'Initiative durant l'année 2024-2025 et s'en déclare satisfaite.

[211] En ce qui concerne l'enjeu soulevé au paragraphe 207 de la présente décision, la Régie réitère l'importance pour Énergir d'effectuer un suivi rigoureux de la certification des producteurs.

[212] En conséquence, la Régie demande à Énergir d'indiquer, dans son plan d'approvisionnement déposé aux dossiers tarifaires, que les transactions qu'elle réalisera en vertu de l'Initiative le seront avec des sites certifiés.

[213] De plus, la Régie demande à Énergir, à partir du prochain dossier de rapport annuel, d'ajouter, le cas échéant, la date de perte de certification dans son rapport de suivi. De plus, elle lui demande de déposer les rapports de certification pour chaque producteur.

8.6 SUIVIS RELATIFS AU SYSTÈME DE PLAFONNEMENT ET D'ÉCHANGE DE DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

[214] Dans sa décision D-2014-171¹⁵⁸, 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.

[215] Dans sa décision D-2016-191¹⁵⁹, la Régie demandait au Distributeur de présenter, dans le cadre des rapports annuels, les principaux éléments des ententes conclues de gré à gré pour les transactions d'achats de crédits compensatoires et d'unités d'émissions, ainsi qu'une comparaison avec le prix de vente aux enchères.

¹⁵⁸ Dossier R-3879-2014 Phase 1, décision [D-2014-171](#), p. 42 et 43, par. 226 et 227.

¹⁵⁹ Dossier R-3970-2016, décision [D-2016-191](#), p. 62.

[216] Dans ses décisions D-2022-123¹⁶⁰ et D-2023-127¹⁶¹, la Régie approuvait respectivement la révision de la stratégie d'achats pour la période 2024-2026 et la stratégie d'achats pour la période 2027-2029.

[217] 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 conformité¹⁶².



[219] 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 2024 au 30 septembre 2025.

[220] Elle demande à Énergir, pour les prochains rapports annuels, de fournir les principaux éléments considérés pour ses mises à l'enchère du SPEDE, selon le même format qu'à la pièce B-0161¹⁶³.

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

[221] Dans sa décision D-2021-140¹⁶⁴, la Régie demande à Énergir de présenter l'information relative aux activités et aux projets réalisés ainsi que les achats de GSR en vue de réduire les émissions de GES. Dans sa décision D-2024-066, la Régie demandait à

¹⁶⁰ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 99, par. 402.

¹⁶¹ Dossier R-4213-2022 Phase 2, décision [D-2023-127](#), p. 90, par. 372.

¹⁶² Pièces [B-0096](#) et B-0097(déposée sous pli confidentiel).

¹⁶³ Pièce B-0161 (déposée sous pli confidentiel), p. 6 à 8, réponse à la question 5.1.

¹⁶⁴ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 96, par. 408.

Énergir d'expliquer davantage la teneur des projets réalisés dans les prochains rapports annuels¹⁶⁵.

[222] Énergir présente le coût des projets réalisés en 2024-2025 et des achats de GSR, ainsi que la réduction des émissions de GES qui en découle¹⁶⁶. Les informations additionnelles présentées par Énergir, en suivi de la décision D-2024-066, permettent une meilleure compréhension des projets réalisés et des réductions d'émission de GES.

[223] Énergir indique que ces projets permettent de réduire les émissions d'origine fossile de 1 652 tonnes de CO₂ éq. en 2024-2025. Au total, les émissions ont été réduites d'environ 36,1 %, en comparaison au niveau de 1990.

[224] La Régie prend acte du suivi déposé par Énergir relatif à la réduction des GES tel que demandé dans la décision D-2021-140 et s'en déclare satisfaite.

8.8 NOMBRE DE CLIENTS AYANT OPTÉ POUR LA FACTURE ÉLECTRONIQUE (DÉCISION D-2024-113)

[225] Le Distributeur dépose l'information présentant l'évolution annuelle du nombre de clients ayant opté pour la facture électronique¹⁶⁷.

[226] La Régie constate que la proportion de la clientèle ayant opté pour la facture électronique est passée de 63 % pour dépasser 72 %. La Régie est d'avis que ce suivi est conforme à la décision D-2024-113¹⁶⁸.

[227] La Régie prend acte du suivi déposé par Énergir portant sur l'évolution annuelle du nombre de clients ayant opté pour la facture électronique tel que demandé dans la décision D-2024-113 et s'en déclare satisfaite.

¹⁶⁵ Dossier R-4242-2023, décision [D-2024-066](#), p. 68, par. 290.

¹⁶⁶ Pièce [B-0027](#).

¹⁶⁷ Pièce [B-0028](#).

¹⁶⁸ Dossier R-4257-2024, décision [D-2024-113](#), p. 136 et pièce [B-0121](#), p. 9.

9 DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[228] Énergir demande à la Régie d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion de certaines pièces et de certains renseignements¹⁶⁹.

[229] Au soutien de ces demandes, elle dépose cinq déclarations sous serment¹⁷⁰.

[230] L'article 30 de la Loi prévoit que :

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.

[231] 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.

[232] 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.

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

¹⁶⁹ Pièce [B-0133](#).

¹⁷⁰ Pièces [B-0005](#), [B-0006](#), [B-0007](#), [B-0008](#) et [B-0009](#).

TABLEAU 11
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
<u>Informations caviardées de la pièce Énergir-3, document 1</u> (Pièce B-0015 , déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0016)	Pièce B-0007	10 ans
<u>Informations caviardées de la pièce Énergir-6, document 3</u> (Pièce B-0032 , déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0033)	Pièce B-0007	Jusqu'à ce que le litige opposant Énergir à l'entrepreneur général ayant procédé aux travaux du projet d'extension de réseau dans les MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan ait fait l'objet d'un règlement hors cour ou d'un jugement final exécutoire;
<u>Informations caviardées de la pièce Énergir-6, document 5</u> (Pièce B-0035 , déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0036, et contenues à la pièce B-0029) <u>Informations caviardées de la pièce Énergir-15, document 1</u> (Pièce B-0096 , déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0097) <u>Informations contenues à la pièce Énergir-15, document 2</u> (Déposée sous pli	Pièce B-0006	Durée indéterminée

<p>confidentiel comme pièces B-0098 et B-0099)</p> <p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-40, document 1</u> (Pièce B-0146, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0147)</p> <p><u>Informations caviardées à la pièce Énergir-40, document 4</u> (Pièce B-0160, déposée sous pli confidentiel à la pièce B-0161)</p>		
<p><u>Informations contenues à la pièce Énergir-9</u> (Pièce B-0045, déposée sous pli confidentiel, et révisée à la pièce B-0167)</p> <p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-9, document 2</u> (Pièce B-0047, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0048)</p> <p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-9, document 8</u> (Pièce B-0055, révisée aux pièces B-0150 et B-0162, déposée sous pli confidentiel comme pièces B-0056, B-0151 et B-0163)</p>	Pièce B-0005	Durée indéterminée
<p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-9, document 5</u> (Pièce B-0051, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0052)</p> <p><u>Informations contenues à la pièce Énergir-9, document 6</u> (Pièce B-0053, déposée sous pli confidentiel)</p>	Pièce B-0008	10 ans
<p><u>Informations contenues à la pièce Énergir-12,</u> (Pièce B-0064, déposée sous pli confidentiel, et révisée à la pièce B-0168)</p>	Pièce B-0005	10 ans

<p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-12, document 2</u> (Pièce B-0067, révisée à la pièce B-0138, et déposée sous pli confidentiel comme pièces B-0068 et B-0139)</p> <p><u>Informations contenues à la pièce Énergir-12, document 3</u> (Pièce B-0069, déposée sous pli confidentiel)</p> <p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-12, document 6</u> (Pièce B-0072, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0073)</p> <p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-12, document 12</u> (Pièce B-0079 révisée aux pièces B-0140 et B-0165, déposée sous pli confidentiel comme pièces B-0080, B-0141 et B-0166)</p>		
<p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir-19, document 1</u> (Pièce B-0104, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0105)</p>	Pièce B-0009	Jusqu'à ce que le projet soit complété
<p><u>Informations contenues aux pièces Énergir-28 à Énergir-39, document 1</u> (Pièces B-0115, B-0116, B-0117, B-0118, B-0119, B-0120, B-0121, B-0122, B-0123, B-0124, B-0125 et B-0126, déposées sous pli confidentiel)</p>	Pièce B-0007	10 ans

[234] Or, considérant que la présente ordonnance vise le traitement confidentiel de certaines informations pour une durée indéterminée, **la Régie demande à Énergir de l'informer, dans un délai de cinq ans à la suite de la présente décision, de l'opportunité, ou non, de rendre publiques les informations pour lesquelles le traitement confidentiel est ordonné pour une durée indéterminée.**

[235] **La Régie demande à Énergir de l'informer, par voie administrative, dès que le projet de remplacement des regazéificateurs de l'usine LSR sera complété et, également, lorsque le litige l'opposant à l'entrepreneur général ayant procédé aux travaux du projet d'extension de réseau dans les MRC des Appalaches et de Beauce-Sartigan a fait l'objet d'un règlement hors cour ou d'un jugement final exécutoire.** Elle verra alors à ce que les renseignements confidentiels visés soient versés au dossier public.

[236] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

PREND ACTE, sous réserve de l'information à venir quant à l'impact du surcoût du GSR, du fait qu'au cours de la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2025, Énergir a réalisé un revenu net d'exploitation permmissible de 173,6 M\$, établi à partir du taux pondéré du coût du capital de 6,21 % appliqué sur une base de tarification moyenne de 2 795,0 M\$, et un revenu net d'exploitation réel de 215,2 M\$;

PREND ACTE, du fait que pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2025, Énergir a réalisé un trop-perçu avant impôt de 56,6 M\$, composé des éléments suivants :

- Un trop-perçu de 12,2 M\$ relié au service de distribution devant être partagé entre les associés et la clientèle d'Énergir,
- Un trop-perçu de 27,1 M \$ relié au service de distribution (découplage des revenus) devant être retourné à la clientèle d'Énergir,
- Un manque à gagner de 2,8 M\$ relié au service de distribution (nivellement de la contribution GES) devant être récupéré de la clientèle,
- Un trop-perçu de 27,5 M\$ relié au service de transport devant être retourné à la clientèle,
- Un manque à gagner de 7,3 M\$ relié au service d'équilibrage devant être récupéré de la clientèle,
- Un manque à gagner de 0,01 M\$ relié au service du système du SPEDE devant être récupéré de la clientèle, et
- Un manque à gagner de 0,1 M\$ relié aux frais de socialisation du GSR devant être récupéré de la clientèle;

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

PREND ACTE qu'Énergir a droit à une bonification de 1 026 198 \$ reliée aux transactions d'optimisation financières;

PREND ACTE des résultats du PGEÉ pour l'année 2024-2025 ;

APPROUVE en vertu de l'article 81 de la Loi, les transactions en matière d'approvisionnement gazier conclues avec des sociétés apparentées au cours de l'année 2024-2025;

ORDONNE à Énergir de déposer, dans les deux semaines suivant la présente décision, une pièce présentant la modification des données découlant de l'application de la méthode de calcul du surcoût du GSR tel que précisé par la Régie à la section 8.4.2 de la présente décision;

ACCUEILLE les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel des pièces et renseignements conformément à la section 9 de la présente décision;

ORDONNE à Énergir de se conformer à tous les éléments décisionnels contenus à la présente décision.

André Larocque
Régisseur

Esther Falardeau
Régisseur

Louis Legault

Régisseur