D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2026-127	R-4334-2026	16 novembre 2026

PRÉSENTS :

Samy Gennaoui
Esther Falardeau
Louis Legault
Régisseurs

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des* Conditions de service et Tarif *d'Énergir, s.e.c. à compter du 1er octobre 2026

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.
représentée par M^es^ Marie Lemay Lachance et Philip Thibodeau.

Intervenants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)
représentée par M^es^ Nicolas Dubé et Paule Hamelin;

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 (GRAME)
représenté par M^e^ Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC)
représentée par M^e^ Éric McDevitt David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ)
représenté par M^es^ Gabrielle Champigny et Franklin S. Gertler;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)
représenté par M^e^ Jocelyn Ouellette;

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)
représenté par M^e^ Dominique Neuman.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES ACRONYMES 9

LISTE DES SIGNES CONVENTIONNELS 10

1 INTRODUCTION 11

2 CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE 13

3 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2027-2030 13

3.1 VISION À LONG TERME 14

3.2 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS GLOBALES 15

3.2.1 Preuve d'Énergir 15

3.2.2 Position des intervenants 18

3.2.3 Opinion de la Régie 20

3.3 CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 21

3.3.1 Preuve d'Énergir 21

3.3.2 Positions des intervenants 26

3.3.3 Opinion de la Régie 29

3.4 TRANSPORT 31

3.4.1 Contrats de transport existants 31

3.4.2 Position de l'AHQ-ARQ 35

3.4.3 Opinion de la Régie 35

3.5 ENTREPOSAGE 37

3.5.1 Caractéristiques des contrats d'entreposage 37

3.5.2 Position des intervenants 40

3.5.3 Opinion de la Régie 40

3.6 APPROVISIONNEMENT ET DISTRIBUTION DE GSR 41

3.6.1 Position des intervenants 44

3.6.2 Opinion de la Régie 48

3.7 SUIVI DE LA DÉCISION D-2024-113 - CALCUL DE LA NORMALE CLIMATIQUE 51
3.7.1 Position d'Énergir 51
3.7.2 Position de l'AHQ-ARQ 52
3.7.3 Opinion de la Régie 52
3.8 SUIVIS DE LA DÉCISION D-2026-011 PORTANT SUR LE MINIMUM OPÉRATIONNEL ET LE SERVICE INTERRUPTIBLE 53
3.8.1 Suivi du paragraphe 155 : le minimum opérationnel 53
3.8.2 Suivi du paragraphe 162 : le service interruptible 54
3.8.3 Position des intervenants 55
3.8.4 Opinion de la Régie 56
3.9 SUIVI DE LA DÉCISION D-2026-011 SUR L'ACUITÉ PRÉVISIONNELLE DU NOUVEAU MODÈLE DE PRÉVISION JOURNALIÈRE 57
3.9.1 Position d'Énergir 57
3.9.2 Position des intervenants 59
3.9.3 Opinion de la Régie 59
4 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES 61
4.1 TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES DOSSIERS TARIFAIRES PLURIANNUELS 61
4.2 SEUIL DE MATÉRIALITÉ 64
4.3 PRINCIPES ET MÉTHODES D'ÉVALUATION SUIVIS DANS L'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE SERVICE 65
4.4 MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES EN VERTU DES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DES ÉTATS-UNIS 67
5 DÉVELOPPEMENT DES VENTES 68
5.1 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2026-2027 68
5.2 PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT À LA DÉCARBONATION 69
5.3 POSITION DES INTERVENANTS 70
5.4 OPINION DE LA RÉGIE 70
6 COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP) ET COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL (CASS) 71

6.1 CASEP 71
6.2 CASS 72
6.2.1 Position d'Énergir 72
6.2.2 Position des intervenants 74
6.2.3 Opinion de la Régie 74
7 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE 74
7.1 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ) 2026-2027 74
7.1.1 Position d'Énergir 74
7.1.2 Position des intervenants 76
7.1.3 Opinion de la Régie 77
7.2 SUIVI DE LA DÉCISION D-2023-068 PORTANT SUR LES AIDES FINANCIÈRES DE LA BIÉNERGIE 78
7.2.1 Position d'Énergir 78
7.2.2 Opinion de la Régie 79
8 STRATÉGIE D'ACHATS DES DROITS D'ÉMISSION DE GES 79
8.1 MARCHÉ DU CARBONE 81
8.1.1 Évolution récente 81
8.1.2 Horizon 2027-2030 82
8.2 PROPOSITION D'ÉNERGIR 83
8.2.1 Période de conformité 2027-2028 83
8.2.2 Période de conformité 2029-2030 84
8.3 POSITION DE LA FCEI 84
8.4 OPINION DE LA RÉGIE 84
9 REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE 85
9.1 REVENU REQUIS 85
9.2 AJUSTEMENT TARIFAIRE 87
9.2.1 Service de distribution 87
9.2.2 Service de transport 88

9.2.3 Service d'équilibrage (saisonnier et flexibilité opérationnelle)..... 88
9.2.4 Frais de socialisation du GSR..... 88
9.3 POSITION DES INTERVENANTS..... 89
9.4 OPINION DE LA RÉGIE..... 89
10 PROJETS D'ACQUISITION OU DE CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS DONT LE COÛT INDIVIDUEL EST INFÉRIEUR AU SEUIL 90
10.1 PROJETS D'INVESTISSEMENT SOUMIS POUR APPROBATION 90
10.2 PLANIFICATION STRATÉGIQUE DES INVESTISSEMENTS EN ADAPTATION DE RÉSEAU POUR L'INJECTION DE GSR 91
11 BASE DE TARIFICATION 92
11.1 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION 92
11.2 ÉTABLISSEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION..... 93
11.3 OPINION DE LA RÉGIE 93
12 STRATÉGIE FINANCIÈRE.....95
12.1 PREUVE D'ÉNERGIR 95
12.1.1 Suivi de la décision D-2025-043 96
12.2 OPINION DE LA RÉGIE 97
13 INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE.....98
13.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR..... 98
13.2 POSITION DU RTIEÉ 99
13.3 OPINION DE LA RÉGIE..... 99
14 MODIFICATIONS PROPOSÉES AU TARIF DE RÉCEPTION 99
14.1 CONTEXTE DE LA DEMANDE..... 99
14.2 PROPOSITION D'ÉNERGIR 101
14.2.1 Entente avec TCPL/TQM 101
14.2.2 Composante A..... 103
14.2.3 Composante D 107

14.2.4 Article 14.5.2.2.1 109
14.3 POSITION DES INTERVENANTS 110
14.3.1 AHQ-ARQ 110
14.3.2 FCEI 111
14.4 OPINION DE LA RÉGIE 112
14.4.1 Composante A 112
14.4.2 Composante D 113
14.4.3 Article 14.5.2.2.1 114
15 STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES 114
15.1 PRIX DE FOURNITURE DU GSR 114
15.2 ÉTABLISSEMENT DES FRAIS DE SOCIALISATION DU GSR 116
15.2.1 Proposition d'Énergir 116
15.2.2 Position des intervenants 119
15.2.3 Commentaires d'Énergir sur la position de l'ACIG 125
15.3 TARIF DE DISTRIBUTION 126
15.4 TARIF DE TRANSPORT 127
15.5 TARIF D'ÉQUILIBRAGE 128
15.6 TARIF DE RÉCEPTION 129
15.7 OPINION DE LA RÉGIE 131
15.7.1 Tarif de fourniture du GSR et frais de socialisation 131
15.7.2 Tarifs de distribution 133
15.7.3 Tarifs de transport et d'équilibrage 134
15.7.4 Tarif de réception 134
16 DEMANDES D'ORDONNANCES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL 135
16.1 DEMANDE D'ÉNERGIR 135
16.2 OPINION DE LA RÉGIE 141
DISPOSITIF 141
ANNEXE 1 – INFORMATIONS CONFIDENTIELLES RELATIVES AU SPEDE 144

LISTE DES ACRONYMES

ACEF	coopératives d'économie familiale
ASF	avantages sociaux futurs
BT	base de tarification
CASEP	compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes
CASS	compte d'aide au soutien social
CFR	compte de frais reportés
CMC	capacité maximale contractuelle
CST	*Conditions de service et Tarif*
DDR	demande de renseignements
D_R	tarif de réception
EO	Equitable Origin
FGE	frais généraux entrepreneurs
GAC	gaz d'appoint concurrence
GE	grande entreprise
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
GM GNL	le client Gaz Métro GNL
GNT	gaz naturel traditionnel
GSR	gaz de source renouvelable
HQD	Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité
IMSD	Initiative pour la mesure, le suivi et la divulgation
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
MELCCFP	ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les Changements Climatiques, de la Faune et des Parcs
MiQ	*Methane intelligence quotient*
OMA	obligation minimale annuelle
OMQ	obligation minimale quotidienne
ONÉ	Office national de l'énergie
PGEÉ	Plan global en efficacité énergétique

PGIRE	Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques
PMD	petit et moyen débits
PMT	point mort tarifaire
SÉMER	Société d'économie mixte d'énergie renouvelable
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes
WM	Waste Management Québec inc.

LISTE DES SIGNES CONVENTIONNELS

$	dollar canadien
k	kilo (mille)
M	méga (million)
GJ	gigajoule
m^3	mètre cube

1 INTRODUCTION

[1] Le 31 mars 2026, Énergir, s.e.c., (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31, 32, 34, 49, 52.6 et 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi)[1], une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des *Conditions de service et Tarif* (CST) à compter du 1er octobre 2026.

[2] Le 21 avril 2026, la Régie rend sa décision procédurale – avis public[2].

[3] Le 14 mai 2026, Énergir dépose une demande amendée en vertu des articles 31, 32, 34, 48.1, 49, 52.6, 72 et 73 de la Loi. Cette demande est réamendée à quelques reprises par la suite, la dernière étant la dixième demande réamendée déposée le 13 octobre 2026 (la Demande)[3].

[4] Les 2 et 11 juin 2026, la Régie rend ses décisions procédurales D-2026-054 et D-2026-057[4].

[5] Le 16 juin, le 4 et le 28 août 2026, la Régie rend ses décisions D-2026-058, D-2026-085 et D-2026-099[5]. Par ces décisions, elle approuve la méthodologie de facturation de la Société d'économie mixte d'énergie renouvelable (SÉMER), les taux applicables au point de réception SEMER_Temporaire et les dépenses requises pour le jalon 1 relatif aux études préliminaires visant à déterminer le potentiel du site d'entreposage de Saint-Flavien.

[6] Le 26 juin 2026, dans le contexte de la décision rendue par la Cour supérieure le 20 mai 2026 dans le dossier no 500-17-133556-251, la Régie rend sa décision D-2026-066[6] par laquelle elle suspend l'effet des modifications apportées aux CST par ses décisions D-2024-007 et D-2024-018[7], pour la période du 1er avril 2024 au 1er octobre 2026.

---

1 RLRQ, c. R-6.01.
2 Décision D-2026-043.
3 Pièce B-0228.
4 Décisions D-2026-054 et D-2026-057.
5 Décisions D-2026-058, D-2026-085 et D-2026-099.
6 Décision D-2026-066.
7 Dossier R-4213-2022 Phase 3, décisions D-2024-007, p. 41, et D-2024-018, p. 7.

[7] Du 1er au 9 septembre 2026, la Régie tient cinq journées d'audience. Au terme de l'audience, la Régie fixe, de façon provisoire, à compter du 1er octobre 2026, les taux, le nombre maximum de jours d'interruptions et les grilles tarifaires présentés aux pièces B-0183 et B-0084[8] et entame son délibéré en ce qui a trait aux autres conclusions recherchées par la Demande.

[8] Le 28 septembre 2026, par sa décision D-2026-110[9], la Régie prolonge jusqu'au 30 septembre 2027 la suspension de l'application des CST découlant des décisions D-2024-007 et D-2024-018[10], à compter du 1er octobre 2026. Elle préapprouve également les modalités des ententes particulières qui pourraient être convenues entre Énergir et des clients grande entreprise (GE) du service continu afin qu'ils réduisent leur consommation en journée de fine pointe pour l'hiver 2026-2027.

[9] Le 14 octobre 2026, par sa décision D-2026-117[11], la Régie se prononce sur les demandes restantes de modifications aux CST que l'on retrouve à la pièce B-0159, ainsi que sur les autres conclusions recherchées à l'égard des CST, à l'exception de la modification demandée à l'article 14.5.2.2.1. Elle fixe également, de façon provisoire, les taux du tarif de réception du point de réception de Montréal.

[10] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les autres conclusions recherchées de la Demande, à l'exception de celles portant sur la demande d'approbation du contrat d'achat-vente de gaz de source renouvelable (GSR) conclu entre Énergir et Bioénergie Bécancour inc.

---

8 Pièces A-0047, p. 322, B-0183 et B-0084.

9 Décision D-2026-110.

10 Dossier R-4213-2022 Phase 3, décisions D-2024-007, p. 41, et D-2024-018, p. 7.

11 Décision D-2026-117.

2 CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE

[11] La Régie accueille partiellement les conclusions recherchées de la Demande faisant l'objet de la présente décision.

[12] Elle approuve notamment le plan d'approvisionnement 2027-2030, les modifications proposées au tarif de réception et l'intégration du revenu additionnel découlant de la vente des unités de conformité (UC) dans le tarif GSR.

[13] Elle réserve, jusqu'à sa décision finale sur les tarifs, sa décision sur le revenu requis total, l'ajustement tarifaire global et la BT.

[14] La Régie demande à Énergir de déposer la mise à jour des informations au dossier selon les dispositions de la présente décision, **au plus tard 14 jours suivant la présente décision**[12].

3 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2027-2030

[15] Énergir présente son plan d'approvisionnement 2027-2030 (le Plan d'approvisionnement), préparé en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (le Règlement)[13]. Ce plan couvre les volets annuel et quadriennal de l'approvisionnement et de la prévision de la demande, selon le scénario de base. Il couvre également une vision long terme du contexte gazier, ainsi que les stratégies en matière d'approvisionnements gaziers.

---

12 Dans les citations présentées aux sections suivantes, les notes de bas de page, les caractères gras et les soulignés du texte original sont omis. Les soulignés dans les citations sont ajoutés par la Régie, sauf avis contraire.

13 RLRQ, c. R-6.01, r. 8.

[16] Le Distributeur présente les prévisions de livraison pour l'année en cours, établies lors de l'exercice budgétaire 4/8 2025-2026 et utilisées comme point de départ au présent dossier, ainsi que les prévisions de livraison à l'horizon 2030.

[17] **Pour les motifs présentés aux sections suivantes, la Régie approuve le Plan d'approvisionnement 2027-2030 d'Énergir.**

3.1 VISION À LONG TERME

[18] Comme lors des années précédentes, Énergir commente les impacts découlant du contexte international. Le Distributeur présente, de façon plus spécifique, la production, la demande ainsi que l'entreposage de gaz naturel au Canada et aux États-Unis. Il présente également les prix du gaz naturel à Empress et à Dawn, le différentiel de prix pour les hivers 2025 et 2026, ainsi que les attentes à court et à moyen terme à l'égard du prix du gaz naturel. Énergir présente également les tendances de l'évolution du marché nord-américain du GSR[14].

[19] La production de gaz nord-américaine devrait continuer à augmenter afin de satisfaire à une demande en hausse. L'augmentation des capacités de liquéfaction, tant au Canada qu'aux États-Unis, représentera le principal moteur de croissance de la demande de gaz naturel au cours des prochaines années. À l'horizon 2030, les prix canadiens devraient connaître une légère hausse, la croissance de la production absorbant l'augmentation de la demande dans les secteurs industriels et de l'exportation du gaz naturel liquéfié (GNL). Malgré certaines incertitudes quant aux orientations de la nouvelle administration fédérale américaine, la production nord-américaine de GSR poursuivra sa croissance. Cette production est soutenue par une demande robuste dans le transport et une demande croissante de la part des distributeurs gaziers[15].

---

14 Pièce B-0006.

15 Pièce B-0006, p. 6 et 7.

3.2 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS GLOBALES

3.2.1 PREUVE D'ÉNERGIR

3.2.1.1 Situation concurrentielle

[20] Sur l'horizon du Plan d'approvisionnement, le gaz naturel devrait maintenir une situation concurrentielle favorable pour le marché GE[16]. Pour le marché résidentiel, Énergir anticipe une situation concurrentielle généralement défavorable du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie. La situation concurrentielle pour le marché résidentiel de la biénergie est plus avantageuse par rapport à celle du gaz naturel et, sauf pour les unités résidentielles de petite taille, par rapport à celle de l'électricité[17]. Pour le marché affaires, la situation concurrentielle est généralement favorable pour le gaz naturel, sauf dans le cas des plus petits commerces lorsque des appareils électriques efficaces sont considérés[18].

3.2.1.2 Scénarios de base, haut et bas

[21] Énergir suit l'évolution du conflit au Moyen-Orient et ses impacts sur le contexte économique et énergétique. Elle continuera de suivre l'évolution de ce conflit et ses répercussions sur son plan d'approvisionnement. Elle estime toutefois que le scénario de base demeure le plus pertinent pour établir les prévisions de livraisons.

[22] Le conflit pourrait avoir un impact à moyen terme sur les prix des produits pétroliers. Toutefois, l'impact sur les prix du gaz naturel et de l'électricité au Québec devrait demeurer relativement faible. Énergir note que les prix nord-américains du gaz naturel sont directement liés aux capacités de liquéfaction des principaux terminaux méthaniers, qui fonctionnent actuellement au maximum de leur capacité[19].

---

16 Pièce B-0145, p. 12.
17 Pièce B-0145, p. 15.
18 Pièce B-0145, p. 18, tableau 13.
19 Pièce B-0145, p. 9 et 10.

[23] À partir des hypothèses économiques et énergétiques retenues et de la révision volumétrique 4/8 pour l'année 2025-2026, Énergir présente la prévision de la demande de la clientèle du scénario de base du Plan d'approvisionnement[20]. Cette prévision est résumée au tableau suivant.

TABLEAU 1[21]

DEMANDE AVANT INTERRUPTIONS (SCÉNARIO DE BASE)

Catégorie de clientèle *($10^6 m^3$)*	**2025-2026** [1]	**2026-2027**	**2027-2028**	**2028-2029**	**2029-2030**
Service continu	**5 685,9**	**5 723,1**	**5 708,0**	**5 715,4**	**5 642,8**
Grandes entreprises (GE)	2 650,0	2 721,3	2 705,5	2 778,4	2 785,2
Petit et moyen débits (PMD)	3 035,9	3 001,8	3 002,5	2 937,0	2 857,7
Service interruptible	**390,9**	**376,3**	**367,0**	**349,6**	**345,4**
Contrat régulier	214,1	200,8	199,6	199,3	187,9
Contrat gaz d'appoint	176,9	175,5	167,4	150,3	157,5
TOTAL - Plan 2026-2029	**6 076,9**	**6 099,3**	**6 075,0**	**6 065,0**	**5 988,3**
Variation		0,4%	-0,4%	-0,2%	-1,3%
TOTAL - Plan 2025-2028	5 990,4	5 996,8	5 932,9	5 826,1	s/o
Variation		0,1%	-1,1%	-1,8%	

[1] *Livraisons prévues lors de la révision volumétrique 4/8. Volumes après interruptions pour les quatre mois réels.*

[24] Entre 2025-2026 et 2029-2030, Énergir prévoit une diminution de l'ensemble des livraisons de gaz naturel de 88,6 $10^6 m^3$. Sur la période couverte par le Plan d'approvisionnement, soit entre 2026-2027 et 2029-2030, Énergir prévoit une diminution de la demande de gaz naturel de 111,0 $10^6 m^3$.

[25] Pour le marché GE en service continu et interruptible, la demande de gaz naturel augmente légèrement de 33,0 $10^6 m^3$ entre 2026-2027 et 2029-2030. Cette augmentation s'explique principalement par de nouvelles ventes à la suite de projets du secteur de la production d'énergie et de la pétrochimie, ainsi qu'à des fluctuations positives de production, principalement attribuable à des clients du secteur de la métallurgie. Ces

[20] Pièce B-0145, p. 27 à 36.

[21] Tableau établi à partir de la pièce B-0145, p. 37, tableau 20 et p. 42, tableau 25.

augmentations ne sont que partiellement compensées par l'effritement des volumes causé par l'efficacité énergétique ainsi que des pertes face à la concurrence[22].

[26] La demande de gaz naturel pour le marché petit et moyen débits (PMD) diminue de 144,1 $10^6 m^3$ entre 2026-2027 et 2029-2030. Cette diminution s'explique par les mesures d'efficacité énergétique, les transferts vers la biénergie et les pertes et variations liées à la conjoncture et à la structure économique ainsi que l'évolution de la norme climatique. La maturation des nouvelles ventes aux tarifs D_1 et D_3 ne compense que partiellement ces baisses[23].

[27] Pour les scénarios haut et bas, Énergir a ajusté les hypothèses économiques et énergétiques du scénario de base. Pour le marché GE, les volumes de plusieurs clients sont ajustés en tenant compte de conditions favorables ou défavorables propres à chacun et pouvant influencer leur consommation. Également, des projets sont inclus ou exclus du scénario de base en fonction de leur probabilité de réalisation[24].

[28] Énergir dépose le suivi du portrait réel et anticipé des livraisons globales, demandé dans la décision D-2025-105[25]. Entre 2021-2022 et 2024-2025, les livraisons réelles ont diminué annuellement de 0,40 %. Sur l'horizon du présent dossier tarifaire, le taux de décroissance prévu est de 0,34 %. Énergir indique que le rythme actuel de réduction de la consommation n'est pas suffisant pour atteindre l'objectif de réduction[26].

3.2.1.3 Biénergie

[29] L'an dernier, Énergir anticipait une réduction des livraisons plus importante qu'actuellement, liée au transfert des volumes vers la biénergie pour l'année 2025-2026. L'écart entre la révision 4/8 présentée au présent dossier et la prévision 2025-2026 du dossier tarifaire précédent s'explique principalement par la révision du module de réduction de volume des programmes de biénergie. Cette révision vise à affiner plusieurs

22 Pièce B-0145, p. 30.
23 Pièce B-0145, p. 32 à 35.
24 Pièce B-0145, p. 37, 38 et 40.
25 Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2025-105, p. 19, par. 34.
26 Pièce B-0145, p. 44 et 45.

hypothèses et considérations de calcul dans le but de mieux refléter les diverses dynamiques commerciales et techniques observées depuis le début de l'offre biénergie.

[30] Énergir indique que la révision des prévisions des volumes, liée au transfert vers la biénergie, découle de l'amélioration de la méthodologie de modélisation et de la mise à jour de ses paramètres. La révision ne représente pas une baisse des attentes quant à la performance des programmes de biénergie[27].

3.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

3.2.2.1 AHQ-ARQ

[31] L'AHQ-ARQ constate que la baisse des livraisons prévues pour 2026-2027 est cohérente avec la diminution du nombre anticipé de clients. Or, la preuve ne présente aucune prévision du nombre de clients pour les années 2027-2028 à 2029-2030. Il n'est pas possible de savoir si la diminution des volumes prévue après 2026-2027 repose sur une réduction du nombre de clients, sur une diminution de la consommation par client ou sur une combinaison de ces deux facteurs.

[32] L'AHQ-ARQ recommande que, dans le prochain plan d'approvisionnement, Énergir fournisse une prévision annuelle du nombre de clients couvrant toutes les années du plan, ventilé, au minimum, entre grandes entreprises, résidentiel, commercial et institutionnel[28].

[33] L'AHQ-ARQ considère que les améliorations apportées par Énergir au modèle de prévision et de la mise à jour de ses paramètres de la biénergie répondent en partie aux réserves formulées dans le cadre des dossiers précédents. L'intervenant considère toutefois que les résultats continuent de révéler une surestimation importante dans les marchés commercial et institutionnel.

---

27 Pièce B-0137, p. 4, réponse à la question 1.4.

28 Pièce C-AHQ-ARQ-0019, p. 8 et 9.

[34] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander qu'Énergir présente, séparément pour les marchés résidentiel, commercial et institutionnel, les taux de pénétration, le nombre de clients et les volumes prévus au plan avec les résultats réels. L'intervenant recommande aussi qu'Énergir concilie les transferts vers l'électricité présentés au plan, les volumes réellement convertis et les volumes utilisés aux fins du calcul de la contribution gaz à effet de serre (GES), en précisant les définitions et les méthodes de calcul applicables[29].

3.2.2.2 OC

[35] OC recommande à la Régie de demander à Énergir de bonifier les suivis relatifs aux programmes de biénergie. Dans le cadre du rapport annuel, ces suivis devraient inclure, de manière distincte, par clientèle, les résultats observés et les prévisions, notamment en ce qui a trait au taux de pénétration, le nombre de clients et les volumes transférés vers l'électricité attribuables à la biénergie.

[36] OC recommande également qu'Énergir présente, dans le cadre des dossiers tarifaires, les taux de pénétration prévus utilisés aux fins de l'établissement des prévisions de volumes transférés vers l'électricité. L'intervenante soumet que ces informations permettraient de comparer les hypothèses retenues aux résultats observés et d'évaluer, dans le temps, la capacité du modèle de prévision à refléter la réalité du déploiement des programmes[30].

3.2.2.3 RTIEÉ

[37] Le RTIEÉ constate que le niveau d'incertitude des prévisions d'Énergir est élevé et que les écarts entre les scénarios haut et bas demeurent considérables. Selon le RTIEÉ, cela devrait inciter la Régie, même en période d'allégement règlementaire, à exercer une surveillance et un suivi plus serré de l'évolution de la demande d'Énergir[31].

---

29 Pièces C-AHQ-ARQ-0019, p. 13 à 16, et C-AHQ-ARQ-0023, p. 7.

30 Pièces C-OC-0013, p. 6 et 7, et C-OC-0017, p. 6.

31 Pièce C-RTIEÉ-0021, p. 11 et 12.

[38] Le RTIEÉ considère que la prudence du plan d'approvisionnement ne peut reposer uniquement sur le scénario moyen. Selon l'intervenant, l'examen de la Régie doit porter à la fois sur la prudence des outils d'approvisionnement pour satisfaire le scénario moyen et sur la prudence des outils d'approvisionnement gérant les scénarios fort et faible[32].

[39] Le RTIEÉ accueille favorablement les améliorations apportées par Énergir à son modèle de prévision des volumes lié au transfert vers la biénergie. L'intervenant estime néanmoins que cette révision devra être validée au cours des prochains exercices, afin de vérifier si les nouveaux paramètres permettent effectivement de réduire les écarts constatés entre les volumes prévus et les volumes réellement convertis[33].

[40] Le RTIEÉ recommande à la Régie de demander à Énergir, dans le cadre de ses prochains rapports annuels et dossiers tarifaires, de déposer un suivi distinct de la performance des activités de conversion à la biénergie[34].

3.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[41] La Régie constate que la prévision des livraisons présentée par Énergir a été préparée selon la méthodologie éprouvée et que les informations fournies permettent d'évaluer la justesse des prévisions présentées. La Régie considère que les révisions de la prévision, comparativement aux prévisions du dossier précédent, ont été bien expliquées et justifiées.

[42] De plus, la Régie juge que le besoin de suivis additionnels n'a pas été démontré.

[43] **Dans ce contexte, la Régie considère que le scénario de base est le scénario le plus pertinent pour déterminer les prévisions de livraison de gaz naturel. Aussi, elle ne retient pas les recommandations de l'AHQ-ARQ, d'OC et du RTIEÉ en lien avec des modifications à la présentation des données et le dépôt de suivis additionnels.**

---

32 Pièce C-RTIEÉ-0024, p. 9.
33 Pièce C-RTIEÉ-0021, p. 48.
34 Pièce C-RTIEÉ-0021, p. 50.

[44] **La Régie prend acte du dépôt du suivi du portrait réel et anticipé des livraisons globales[35] et s'en déclare satisfaite. Comme elle considère que ce suivi reste pertinent dans le contexte des objectifs à long terme d'Énergir, la Régie lui demande de continuer à le déposer à la première année des prochains cycles tarifaires.**

3.3 CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

3.3.1 PREUVE D'ÉNERGIR

[45] Énergir doit détenir les outils nécessaires pour répondre à la demande des clients en service continu lors de la journée de pointe et à la demande saisonnière des clients aux services continu et interruptible. Ces outils doivent être suffisamment flexibles pour s'adapter aux fluctuations de la demande de gaz naturel dues, notamment, aux aléas du climat et au contexte économique.

[46] Énergir optimise les coûts d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils, dont des capacités de transport depuis le sud de l'Ontario et de l'Alberta des transactions d'échanges, de l'entreposage à l'intérieur et à l'extérieur de son territoire, des livraisons en franchise et du service de pointe. La stratégie d'Énergir vise la mise en place d'un portefeuille d'outils variés et, dans la mesure du possible, échelonnés dans le temps.

[47] Énergir présente les orientations envisagées et les actions prises sur l'horizon du Plan d'approvisionnement, notamment en matière de transport, de fourniture du gaz naturel et d'équilibrage. Elle présente également les contrats d'approvisionnement existants, la planification d'approvisionnements, ainsi que les revenus d'optimisation prévus[36].

---

35 Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2025-105, p. 19, par. 34.

36 Pièce B-0209, p. 7 à 19

[48] À l'horizon 2030, Énergir identifie les déficits ou excédents d'outils d'approvisionnement quotidiens comme suit.

TABLEAU 2[37]

DÉFICITS/EXCÉDENTS D'APPROVISIONNEMENT À L'HORIZON 2030

Année du plan	Excédents (déficits) d'outils en transport*
	TJ/jour
2026-2027	(68)
2027-2028	(77)
2028-2029	(100)
2029-2030	(90)

** Les déficits au présent tableau ne prennent pas en compte les services de pointe et l'impact de la refonte du service interruptible, contrairement au Plan d'approvisionnement 2027-2030 détaillé à l'Annexe 6 de la pièce B-0209.*

[49] Par ailleurs, pour l'année 2026-2027 et les suivantes, Énergir ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacités de transport pour répondre à la marge excédentaire autorisée par l'article 72 de la Loi.

[50] Comme lors des dossiers précédents, Énergir inclut dans sa prévision du service continu du Plan d'approvisionnement un volume attribuable à des clients interruptibles qui pourraient effectuer des retraits interdits en journée de fine pointe. Pour ce faire, Énergir se base sur les retraits interdits effectués au cours du mois de janvier 2026.

[51] Ces nouvelles données ont permis à Énergir de réduire le volume prévu des retraits interdits en journée de pointe, comparativement aux données de 2023 utilisées précédemment, de 21,6 TJ à 8,7 TJ. Énergir considère que l'utilisation de données réelles est la meilleure méthode pour évaluer le potentiel de retraits interdits[38]. Énergir estime les coûts liés à ces volumes à environ 3,3 M$[39].

---

37 Pièces B-0209, p. 19, et B-0098, p. 14, réponse à la question 6.3.

38 Pièce B-0209, p. 20 et 21.

39 Pièce B-0133, p. 33, réponse à la question 8.1.

[52] Énergir prévoit déposer, dans le cadre du dossier R-4354-2026, la refonte du service interruptible au cours de l'année 2027[40]. Elle indique qu'il n'y a plus de client considéré comme incapable de s'interrompre au tarif interruptible pour l'hiver prochain[41]. Aussi, rappelant qu'il est possible qu'un client soit incapable de s'interrompre à la suite d'un bris d'équipement non remplacé, par exemple, Énergir soutient qu'il est prudent de conserver l'article 14.4.2.7 des CST[42]. Elle indique d'ailleurs que cette question avait été abordée dans le dossier tarifaire précédent[43].

[53] Le total des approvisionnements requis a augmenté comparativement au dossier tarifaire précédent, pour s'élever à 37 456 10^3m^3/jour en 2026-2027. Le débit actuel des approvisionnements est de 35 647 10^3m^3/jour. Conséquemment, Énergir fait face à un déficit de 1 809 10^3m^3/jour[44].

[54] Énergir indique que le réseau de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) dispose des capacités requises pour approvisionner ce déficit pour l'hiver 2026-2027. Énergir devra toutefois avoir recours au marché secondaire puisque ces capacités sont déjà contractées. Énergir devra payer un prix qui permet aux fournisseurs détenant ces capacités de fournir l'énergie à leurs clients actuels autrement, ce qui va résulter en des prix élevés pour approvisionner la clientèle du Québec. Énergir indique avoir confiance que des outils nécessaires seront mis sous contrat pour couvrir le déficit d'approvisionnement[45].

3.3.1.1 Stratégie d'approvisionnement retenue

[55] Pour combler le déficit prévu, Énergir prévoit souscrire à une combinaison de plusieurs types d'outils d'approvisionnements, compte tenu de leur faible disponibilité sur le marché gazier. Énergir prévoit la reconduction d'une entente avec un client GE pour du service de pointe d'un volume de 282 10^3m^3. Cette entente, habituellement négociée en automne, pourrait être devancée, compte tenu de l'ampleur du déficit.

---

40 Pièces B-0040, p. 11; B-0134, p. 23, réponse à la question 4.1, et A-0037, p. 73 et 74.

41 Pièce A-0035, p. 24.

42 Pièce B-0216, p. 31.

43 Dossier R-4287 Phase 2, pièce A-0082, p. 81 à 83.

44 Pièce B-0209, p. 22 et 23.

45 Pièces B-0209, p. 23 et 24, et B-0134, p. 30 et 31, réponse à la question 6.1.

[56] Énergir prévoit l'achat de capacité de transport sur le marché secondaire. Toutefois, en raison de la forte demande et de la faiblesse de l'offre, ces achats pourraient être onéreux. Énergir envisage aussi l'achat de service de pointe auprès d'un tiers. Bien que le coût fixe du service de pointe soit plus faible que l'achat de transport, il s'accompagne de primes variables élevées. De plus, les primes sont indexées sur des marchés comme Algonquin, qui sont particulièrement volatiles en période de grand froid. Pour la première année du Plan d'approvisionnement, Énergir détient un contrat de 711 10^3m^3 dont le point de réception est Iroquois. Puisque le déficit d'outils est important, Énergir pourrait être amenée à l'utiliser fréquemment.

[57] Pour l'hiver 2026-2027, la somme des coûts estimés pour combler le déficit d'approvisionnement en hiver, dans un scénario d'hiver normal, s'élève à environ 31 M$. Il s'agit de coûts additionnels d'équilibrage par rapport au coût des outils de 2025-2026. Énergir présentera, au rapport annuel, les outils achetés, avec la justification sur les choix effectués, s'il y a lieu[46].

[58] Comme il y a peu d'outils disponibles sur le marché, Énergir soutient que les stratégies possibles se limitent essentiellement à obtenir du transport de Parkway et d'Iroquois, combiné avec du service de pointe livré en franchise. La stratégie présentée par Énergir est celle qui permet de combler les besoins en approvisionnement de l'hiver extrême ainsi que les besoins de la journée de pointe[47].

[59] Face à la résilience de la consommation de la clientèle, Énergir est en discussions avec TCPL pour prolonger en 2026-2027 le service temporaire de l'approvisionnement à partir du point Iroquois. Énergir a aussi accordé un mandat à Intragaz pour analyser et confirmer le potentiel de développement du site d'entreposage de Saint-Flavien[48]. À cet égard, dans sa décision D-2026-058, la Régie accueillait la demande d'Énergir visant les études préliminaires pour déterminer ce potentiel de développement[49].

---

46 Pièce B-0209, p. 22 à 26.

47 Pièce B-0131, p. 4, réponse à la question 1.5.1.

48 Pièce B-0209, p. 25.

49 Décision D-2026-058, p. 9, par. 32.

3.3.1.2 Initiative pour la mesure, le suivi et la divulgation

[60] Énergir souhaite continuer à encourager les producteurs qui développent des méthodologies crédibles et vérifiées par des tiers indépendants visant l'atteinte d'objectifs ESG et à quantifier leurs émissions de méthane et autres GES par le biais de son Initiative pour la mesure, le suivi et la divulgation (IMSD). Elle s'engage à effectuer, dans le cadre de son rapport annuel, une reddition de compte à l'égard des achats effectués en vertu de l'IMSD[50].

[61] Pour le moment, Énergir continue à miser sur des achats certifiés *Equitable Origin* (EO). Le bassin de producteurs canadiens détenant des sites de production certifiés EO permet à Énergir de continuer à acheter de la fourniture certifiée à un volume équivalent aux volumes passés et d'éventuellement atteindre la cible pour 2030. Énergir poursuit également son étude par rapport à la certification MiQ[51]. Énergir indique que les deux certifications, MiQ et EO sont complémentaires.

[62] Énergir indique qu'au Canada, jusqu'à tout récemment, aucun producteur canadien ne détenait une certification MIQ. En février 2026, un premier producteur canadien l'a obtenue. Énergir s'attardera à ce développement et discutera avec d'autres producteurs canadiens afin de suivre l'évolution des certifications EO et MiQ en sol canadien. Conditionnellement à l'évolution du contexte externe, Énergir prévoit être en mesure de déposer les résultats de son étude lors du prochain dossier tarifaire[52].

---

50 Pièce B-0209, p. 9.

51 *Methane intelligence quotient*.

52 Pièces B-0209, p. 10; B-0131, p. 2, réponse à la question 1.2; et B-0141, p. 14 et 15, réponse à la question 2.3.2.

3.3.2 POSITION DES INTERVENANTS

3.3.2.1 ACIG

[63] L'ACIG rappelle que la problématique des clients au tarif D_5 considérés incapables de s'interrompre a été traitée pour la première fois dans le dossier R-4213-2022. Dans le dossier tarifaire R-4287-2024 Phase 2, Énergir n'avait pas proposé de solution permanente malgré un enjeu d'iniquité soulevé par l'ACIG[53].

[64] L'ACIG constate que la même problématique se retrouve au dossier actuel. Le coût lié à l'inclusion des retraits interdits sur une base de transport saisonnier sur le marché secondaire est estimé par Énergir à environ 3,3 M$ de coûts d'équilibrage. Or, selon l'intervenante, puisqu'il n'y a plus de clients identifiés comme étant incapables de s'interrompre, Énergir ne peut maintenir automatiquement la même démarche que celle utilisée lors des dossiers tarifaires précédents.

[65] L'ACIG recommande ainsi à la Régie, de réduire les revenus requis d'Énergir de 3,3 M$, en lien avec la problématique des clients au tarif interruptible considérés incapables de s'interrompre. L'ACIG recommande également de modifier le texte des CST afin d'y retirer l'article 14.4.2.7.

[66] Subsidiairement, si la Régie autorise le montant de 3,3 M$, l'ACIG recommande à la Régie d'inclure aux revenus requis un montant similaire à titre de revenus liés à des retraits interdits[54].

---

53 Pièce C-ACIG-0014, p. 35.

54 Pièce C-ACIG-0021, p. 17 et 19.

3.3.2.2 AHQ-ARQ

[67] L'AHQ-ARQ note qu'Énergir a indiqué être en réflexion sur la participation aux enchères de capacité sur le marché primaire, même en l'absence de déficit selon le scénario de base[55]. Pour L'AHQ-ARQ, cette réflexion est cohérente avec sa recommandation d'analyse des besoins[56].

[68] L'AHQ-ARQ constate que la demande continue en journée de pointe attribuable aux retraits interdits possibles de clients interruptibles est de 8,7 TJ au présent dossier. L'intervenant rappelle que, dans sa décision D-2026-011[57], la Régie jugeait impératif que le dossier sur le service interruptible soit revu dès 2026. Or, Énergir indique qu'elle déposera sa proposition en 2027. L'AHQ-ARQ recommande de retenir seulement provisoirement, pour l'hiver 2026-2027, un volume de 8,7 TJ et d'exiger sa mise à jour après tout événement comparable et à la suite de l'approbation de la refonte du service interruptible. L'AHQ-ARQ recommande enfin à la Régie de ne pas reconnaître de capacité additionnelle liée à cette refonte avant son approbation, sauf sur la base d'une démonstration probante de sa disponibilité et de sa fiabilité[58].

3.3.2.3 FCEI

[69] L'intervenante note qu'Énergir conclut ou prévoit conclure de manière récurrente une entente particulière depuis plusieurs années. La FCEI estime important que le plan d'approvisionnement intègre une prévision centrée des outils potentiellement disponibles. Ainsi, la FCEI recommande à la Régie d'intégrer la contribution de l'entente particulière à hauteur de 282 10^3m^3 pour les années 2 à 4 du plan d'approvisionnement[59].

---

55 Pièce A-0035, p. 52.

56 Pièces C-AHQ-ARQ-0019, p. 24 à 27 et A-0042, p. 113 et 114.

57 Pièce C-AHQ-ARQ-0019, p. 32, référant notamment à la décision D-2026-011, par. 162.

58 Pièce C-AHQ-ARQ-0019, p. 32 et 33.

59 Pièce C-FCEI-0019, p. 4 et 5.

3.3.2.4 ROEÉ

[70] Sur la base des informations accessibles publiquement, le ROEÉ soumet qu'il n'y a qu'un seul client industriel du secteur de la production d'énergie qui pourrait consommer près de 38 $10^6 m^3$/an à compter de 2028-2029[60]. Le ROEÉ note que les démarches règlementaires liées à l'alimentation de ce producteur sont à l'effet que celui-ci serait approvisionné par du GNL, et non par du gaz naturel sous forme gazeuse.

[71] Considérant que les déficits d'approvisionnement appréhendés sont susceptibles de générer des investissements considérables, le ROEÉ recommande de demander à Énergir de comparer la rentabilité de l'agrandissement de St-Flavien avec la stratégie alternative d'approvisionnement basée sur l'alimentation du client du secteur de la production d'énergie en gaz naturel liquéfié[61].

3.3.2.5 RTIEÉ

[72] Le RTIEÉ juge que l'approche d'Énergir, consistant à retenir la production moyenne réelle reçue des fournisseurs de GSR québécois, est prudente et contribue à préserver la fiabilité de l'approvisionnement hivernal. Selon l'intervenant, l'approvisionnement local en GSR peut effectivement contribuer distinctement à l'approvisionnement lors d'une journée de très forte demande.

[73] Le RTIEÉ regrette qu'Énergir n'ait pas réalisé d'étude évaluant la contribution stratégique du GSR québécois à la sécurité et à la résilience des approvisionnements, notamment lors de vagues de froid extrême, d'interruptions des réseaux de transport ou lors de périodes de forte volatilité des marchés. L'intervenant invite la Régie à requérir d'Énergir une telle étude[62].

[74] Le RTIEÉ accueille favorablement l'évolution de l'IMSD vers la certification MiQ. Cette certification ajoute un véritable système de mesure, rapport et vérification des

---

60 Pièce C-ROEÉ-0016, p. 10.
61 Pièce C-ROEÉ-0016, p. 10 et 12.
62 Pièce C-RTIEÉ-0024, p. 10 et 11.

émissions de méthane alors que la certification EO demeure une certification de gouvernance et de conformité. Le RTIEÉ invite la Régie à demander qu'Énergir présente, dans ses prochains dossiers tarifaires et rapports annuels, des informations concernant l'évolution des certifications EO et MiQ ainsi que l'évolution de l'IMSD[63].

3.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[75] La Régie retient qu'Énergir anticipe des déficits d'outils pour chacune des quatre années du Plan d'approvisionnement. Ces déficits surviennent dans un contexte où les capacités de transports sont limitées. Pour l'hiver 2026-2027, Énergir indique que le réseau de TCPL dispose des capacités requises, mais qu'elles devront être contractées sur le marché secondaire[64].

[76] La Régie est satisfaite des informations déposées par Énergir relativement à la stratégie d'approvisionnement retenue pour l'année 2026-2027, notamment pour combler le déficit d'outils prévu. De plus, elle constate que le calcul de la demande de pointe respecte la méthodologie approuvée par la Régie. Elle considère que la méthode d'Énergir pour inclure l'approvisionnement en GSR dans son plan d'approvisionnement est appropriée et prudente. **La Régie prend acte des informations déposées par le Distributeur relativement à la stratégie d'approvisionnement retenue pour l'année 2026-2027.**

[77] Bien qu'aucun client au service interruptible ne soit actuellement considéré comme incapable de s'interrompre, la Régie juge prudent, dans le contexte gazier actuel, de prévoir des volumes pour couvrir d'éventuels retraits interdits. La Régie est satisfaite des informations justifiant les volumes pour retrait interdit. Aussi, considérant le dossier R-4354-2026 et le volet à venir portant sur le tarif interruptible, la Régie juge qu'il serait prématuré de modifier le traitement des coûts et des revenus liés aux retraits interdits, ainsi que de retirer l'article 14.4.2.7 des CST.

---

63 Pièce C-RTIEÉ-0024, p. 12 et 13.

64 Pièce B-0209, p. 23.

[78] La Régie rappelle que la prévision des livraisons sera examinée à chaque dossier tarifaire, notamment afin d'établir les outils d'approvisionnement. La Régie ne considère pas nécessaire d'exiger, au présent dossier, une mise à jour des volumes de retrait interdit tel que demandé par l'AHQ-ARQ.

[79] La Régie prend acte du fait qu'Énergir réfléchit à la possibilité de participer aux « *Open seasons* » même en l'absence de déficit[65]. Ainsi, la Régie considère que la recommandation de l'AHQ-ARQ, de demander une analyse lors de toute future NCOS ou de toute occasion d'acquérir de la capacité de transport primaire est, pour le moment, prématurée.

[80] La Régie rappelle que l'exercice d'approbation des caractéristiques des approvisionnements additionnels ne vise que les approvisionnements prévus pour la prochaine année. À l'instar d'Énergir, elle est d'avis que le fait que les ententes avec les clients GE ne soient pas encore conclues, combiné au fait que l'impact de la refonte du tarif interruptible ne soit pas quantifiable avant son entrée en vigueur, rend difficile la prise en compte de capacités liées à cette refonte. Pour ces raisons, la Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI d'intégrer la contribution de l'entente particulière à hauteur de 282 10^3m^3 pour les années 2 à 4 du Plan d'approvisionnement.

[81] En ce qui a trait à la certification MIQ, la preuve est à l'effet qu'un seul producteur canadien la détient actuellement. De plus, Énergir poursuit son analyse de cette certification et prévoit en présenter les résultats lors de son prochain dossier tarifaire. Dans ce contexte, la Régie considère prématuré de procéder à des modifications à l'IMSD et aux suivis se rapportant à l'Initiative.

---

65 Pièce A-0035, p. 52.

3.4 TRANSPORT

[82] Énergir présente la répartition, par durée, des contrats en vigueur faisant partie de son portefeuille de capacités de transport, excluant les contrats d'Enbridge Gas[66]. Ces contrats incluent également ceux ayant fait l'objet d'une procédure de prolongation par TCPL, laquelle est expliquée à la section 3.4.1.2 de la présente décision.

[83] Énergir indique qu'elle sera en situation déficitaire au niveau du transport pour les quatre années du plan d'approvisionnement, notamment en raison de l'expiration d'un contrat de 82 TJ/j avec une tierce partie, jumelée à une augmentation importante de la demande de pointe comparativement au dossier tarifaire 2025-2026. Pour pallier cette perte, Énergir a signé un contrat de 27 TJ/j en provenance d'Iroquois jusqu'à Énergir EDA du 1er juin 2026 au 31 mai 2027.

[84] Énergir ne présentant pas de prévision de prix à Iroquois au présent dossier, l'information pour l'utilisation de ce contrat a été inscrite aux lignes d'achat à Dawn. Énergir devra contracter 40 Tj/j supplémentaires en transport ainsi que du service de pointe pour combler les besoins en transport. Comme aucune capacité n'est disponible sur le marché primaire, l'ensemble du déficit devra être contracté sur le marché secondaire.

3.4.1 CONTRATS DE TRANSPORT EXISTANTS

3.4.1.1 Contexte

[85] En 2014, l'Office national de l'énergie (ONÉ) (aujourd'hui la Régie de l'énergie du Canada) se prononçait sur une entente conclue entre TCPL d'une part, et Énergir, Union Gas Limited et de Enbridge Gas Distribution Inc. d'autre part (l'Entente). Par sa décision,

66 Pièce B-0209, p. 8.

l'ONÉ approuvait les tarifs applicables de 2015 à 2020, ainsi que certains paramètres de la méthode de conception des tarifs de TCPL jusqu'en 2030[67].

[86] L'Entente prévoit notamment la possibilité pour TCPL d'exiger des clients sur son réseau qu'ils prolongent leur contrat de transport advenant la nécessité de construire de nouvelles infrastructures d'un coût supérieur à 20 M$. Cette prolongation est obligatoire pour tous les contrats ayant un impact sur les nouvelles infrastructures requises et dont la date d'expiration est de moins de cinq ans suivant la mise en service de ces dernières. À défaut d'effectuer une telle prolongation, l'Entente prévoit que le client perd le droit de renouvellement de son contrat de transport et que celui-ci expire à son terme prévu. Cette procédure de TCPL est aussi connue sous le nom de Term-up.

3.4.1.2 Modifications aux contrats de transport : Procédure de Term-up

[87] Au cours de l'année 2025, TCPL a reçu des demandes pour contracter de nouvelles capacités de transport vers East Hereford, qui exigeaient que TCPL construise de nouvelles infrastructures d'une valeur de plus de 20 M$. Ces travaux sont nécessaires sur les infrastructures entre Parkway et ENERGIR EDA et entre Empress et ENERGIR EDA. Par conséquent, le 3 mars 2026, Énergir a reçu un avis de prolongation des contrats existants (Term-up) pour ses contrats vers le point Energir EDA se terminant avant le 1er novembre 2033[68].

[88] Énergir avait jusqu'au 4 mai 2026 pour décider de laisser ses contrats expirer à leur date de fin prévue ou de s'engager à les prolonger jusqu'en octobre 2033.

[89] La procédure de Term-up touche 856 TJ/j des capacités de transport détenues par Énergir, soit 90 % de ses contrats qui arrivent à échéance avant octobre 2033. L'horizon du plan révèle un déficit de capacité de transport, particulièrement lors des périodes de pointe. Ce déficit récurrent justifie de maintenir les contrats visés par le Term-up.

---

67 Pièce B-0209, p. 60, référant à la lettre de la décision RH-001-2014 avec motifs à suivre de l'ONÉ, aujourd'hui la Régie de l'énergie du Canada. Depuis, la décision RH-001-2014 avec motifs a été publiée.

68 Selon la correspondance de TCPL à Énergir, se trouvant à l'annexe 11 de la pièce B-0209, 14 contrats sont visés par la procédure de prolongation.

[90] En conséquence, Énergir prévoit préserver son droit de renouvellement jusqu'au 31 octobre 2033 pour les contrats touchés par le Term-up. Ceci sera réalisé dans l'intérêt de la clientèle, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement et de continuer de répondre à la demande de pointe.

[91] Le tableau suivant présente les contrats dont l'échéance arrive avant le 1er novembre 2032.

TABLEAU 3[69]

CONTRATS DE TRANSPORTS VENANT À ÉCHÉANCE AVANT LE 1ER NOVEMBRE 2032

	Contrats de transport	Capacité		Date d'échéance	
		(GJ/jour)	(10^3m^3/jour)	actuelle	requise
1	Transport STS Parkway-EDA	25 629	676	2032-10-31	2033-10-31
2	Transport STS Parkway-EDA	125 545	3 313	2032-10-31	2033-10-31
3	Transport STS Parkway-EDA	45 000	1 188	2032-10-31	2033-10-31
4	Transport FT Dawn-EDA	50 000	1 320	2032-10-31	2033-10-31
5	Transport FT Dawn-EDA	33 048	872	2032-10-31	2033-10-31
6	Transport STS Parkway-EDA	20 000	528	2032-10-31	2033-10-31
7	Transport FT Parkway-EDA	65 000	1 715	2032-10-31	2033-10-31
8	Transport FT Parkway-EDA	239 148	6 312	2032-10-31	2033-10-31
9	Transport FT Parkway-EDA	85 000	2 243	2032-10-31	2033-10-31
10	Transport FT Parkway-EDA	19 500	515	2032-10-31	2033-10-31
11	Transport FT Parkway-EDA	39 000	1 029	2032-10-31	2033-10-31
12	Transport FT Parkway-EDA	11 400	301	2032-10-31	2033-10-31
13	Transport FT Parkway-EDA	24 800	655	2032-10-31	2033-10-31
14	Transport FT North Bay-EDA	73 000	1 927	2032-10-31	2033-10-31

[92] Malgré la Procédure de prolongation, le besoin de pointe demeure supérieur aux outils de transport détenus.

[93] En réponse à l'AHQ-ARQ, Énergir indique que le non-renouvellement d'une partie ou de la totalité des contrats l'obligerait à recourir au marché secondaire, le marché gazier

69 Tableau produit à partir de la pièce B-0209, annexe 11.

canadien étant contraint. Les prix y seraient de trois à cinq fois ceux du marché primaire, et seraient volatils. En matière de sécurité d'approvisionnement, dans un contexte où la demande est élevée et que les outils disponibles sont quasi inexistants, Énergir soumet qu'il est dans l'intérêt de sa clientèle d'aller de l'avant avec la procédure de Term-up pour l'ensemble des contrats visés. Si Énergir voyait sa demande diminuer sur l'horizon 2033, elle pourrait revendre des capacités de transport dans un marché secondaire. Comme le marché est contraint, la valeur de revente de ces contrats serait élevée, ce qui vient mitiger le risque économique de détention de capacité excédentaire[70].

[94] En audience, Énergir précise que, sur le marché primaire, toutes les capacités sont vendues. Ce faisant, la seule option disponible serait d'avoir recours aux processus « *Open Season* », comme ceux lancés par TCPL à l'été 2026 et auxquels Énergir a participé. Les capacités y étant chaudement disputées, il n'y a pas de garantie qu'Énergir pourra obtenir les capacités demandées[71].

[95] Questionné sur les démarches en amont du Term-up, le Distributeur explique que, l'an dernier, il s'attendait à pouvoir combler les déficits au plan d'approvisionnement à un coût inférieur à celui de la capacité disponible à l'« *Open Season* » 2025. Il a donc fait le choix de ne pas y participer[72].

[96] En réponse au RNCREQ, Énergir précise que, dans le cadre de la procédure « *Open Season* », les capacités sont achetées par des distributeurs, des « *marketers* » ou des producteurs. Le marché secondaire représente la capacité qu'il est possible de se procurer auprès d'un tiers. Elle mentionne également que, dans l'optique des quatre prochaines années, le GSR produit au Québec pourrait difficilement représenter une alternative au marché secondaire[73].

---

70 Pièces B-0134, p. 40 et 42, réponses aux questions 8.1, 8.2 et 8.4, et A-0035, p. 42 et 43.

71 Pièces A-0035, p. 13 et 41 à 44, et B-0203.

72 Pièce A-0035, p. 48 et 49.

73 Pièce A-0035, p. 101 à 103.

3.4.2 POSITION DE L'AHQ-ARQ

[97] L'AHQ-ARQ indique que le Term-up maintient les capacités actuelles, alors que le plan d'approvisionnement d'Énergir prévoit déjà des déficits pour chacune de ses années. La prolongation réduit donc le risque de devoir remplacer ultérieurement une capacité primaire à un coût supérieur, sans éliminer la nécessité d'acquérir les autres outils prévus au plan d'approvisionnement. Dans les circonstances actuelles, l'intervenant soumet que la prolongation de l'ensemble des contrats semble constituer l'option la plus prudente, voire la seule permettant d'éviter une détérioration immédiate du bilan d'approvisionnement.

[98] De plus, l'AHQ-ARQ constate que la disponibilité de capacités primaires s'est considérablement resserrée au cours des dernières années. Cette évolution limite aujourd'hui les solutions de remplacement des capacités visées par le Term-up et souligne l'importance d'une planification suffisamment en amont des besoins futurs.

[99] Enfin, l'intervenant constate que la concurrence pour les nouvelles capacités primaires devrait demeurer importante au cours des prochaines années, notamment lors des prochains NCOS.

[100] L'AHQ-ARQ recommande donc l'autorisation de la prolongation des contrats visés par le Term-up[74].

3.4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[101] La Régie retient que, sans la prolongation des contrats visés par la Procédure de prolongation, le déficit d'outils en transport serait encore plus grand.

---

[74] Pièces C-AHQ-ARQ-0019, p. 28 et 29, C-AHQ-ARQ-0023, p. 13 à 15, et A-0042, p. 116.

[102] De plus, elle rappelle que le manque de capacités de transport a fait l'objet de discussions dans le cadre du dernier dossier tarifaire, comme l'illustrent notamment les passages suivants de sa décision D-2026-011 :

> [122] Énergir souligne que, contrairement à il y a dix ans lorsque la capacité vers Énergir EDA et East Hereford était largement disponible et que le gaz d'appoint interruptible était facilement accessible, le réseau est désormais complètement saturé, sans marge ni outils additionnels disponibles. Elle explique qu'il n'y a plus de disponibilité, ni sur le marché primaire (TransCanada), ni sur le marché secondaire (GAI). Si elle devait chercher à se procurer des outils de transport supplémentaires rapidement, il n'y en aurait pas ou peu de disponible à coûts raisonnables. Dans ce contexte, aucun ajustement n'est possible en cours de journée de pointe : si la demande dépasse les outils disponibles à la pointe, il pourrait y avoir des conséquences graves sur la fiabilité d'approvisionnement, sur les coûts et sur la qualité du service.
>
> […]
>
> [148] Cela dit, la Régie est préoccupée par le manque de capacités de transport du Distributeur, qui aurait pour conséquence qu'il ne puisse desservir certains clients en service interruptible qui voudraient désormais être en service continu ou tout autre nouveau client. Elle se questionne si ce phénomène est temporaire ou permanent, tenant compte du contexte de décroissance importante des volumes anticipés pour l'avenir[75].

[103] Enfin, la Régie juge faible le risque qu'Énergir se retrouve en excédent d'outils de transport. En effet, comme mentionné à la section 3.2.3 de la présente décision, le scénario de base est le plus pertinent dans le contexte économique actuel. Même si un excédent se matérialisait, elle comprend qu'Énergir pourrait revendre des capacités de transport sur le marché secondaire à prix élevé.

[104] En conclusion, la Régie est d'avis que les modifications apportées aux contrats permettent de préserver des capacités nécessaires dans un contexte de rareté des outils de transport et ne représentent pas d'enjeu. De plus, la possibilité de céder d'éventuelles

---

[75] Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2026-011, p. 38 et 44.

capacités excédentaires sur le marché secondaire atténue le risque économique associé à cette prolongation, **Elle prend donc acte des modifications apportées aux contrats de transport existants présentés à l'annexe 11 de la pièce B-0209.**

3.5 ENTREPOSAGE

3.5.1 CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS D'ENTREPOSAGE

[105] Énergir demande à la Régie de prendre acte du fait qu'elle conserve ses capacités actuelles d'entreposage et ne présente pas de nouveau contrat pour l'année 2026-2027[76].

[106] Elle demande à la Régie de prendre acte des caractéristiques des contrats d'entreposage devant entrer en vigueur le 1er avril 2027, telles que décrites à la pièce B-0012.

[107] Énergir demande par ailleurs d'approuver les caractéristiques du contrat d'entreposage qu'elle recherche, comme décrites au paragraphe [116] de la présente décision.

[108] Afin de déterminer le besoin de flexibilité opérationnelle à contracter en 2026-2027, Énergir indique avoir appliqué la même méthode d'évaluation que pour les dernières années. Le Distributeur dépose une mise à jour du tableau représentant les variations maximales de retrait et d'injection depuis l'année 2010-2011, en y ajoutant l'année 2024-2025, soit la dernière année complète disponible[77].

[109] Selon Énergir, les capacités moyennes de retrait de 2 644 10^3m^3/jour et d'injection de 2 858 10^3m^3/jour constituent les capacités minimales requises afin de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle pour l'année 2026-2027. Celle-ci précise que les données historiques utilisées pour établir les besoins de flexibilité opérationnelle

[76] Pièce B-0011, p. 2.
[77] Pièce B-0012, p. 3.

correspondent aux écarts maximaux entre la nomination effectuée en début de journée et la nomination en cours de journée qui s'est éloignée le plus de la nomination initiale[78].

[110] Les capacités de retrait et d'injection à contracter sont établies en comparant les capacités minimales requises aux capacités totales détenues au 1er avril 2027 en vertu des contrats LST176 et LST184. Avec la méthodologie actuelle, Énergir devrait acquérir une capacité additionnelle de retrait de 955 10^3m^3 /jour après application du « *ratchet* » (lorsque l'inventaire est inférieur à 25 % du total) pour atteindre les capacités minimales requises.

[111] En réponse à une demande de renseignements (DDR), le Distributeur explique que la capacité de retrait de 955 10^3m^3/jour correspond à la moyenne historique requise. Or, comme il s'attend à de meilleurs résultats liés à l'amélioration de la prévision de la demande quotidienne, la capacité de retrait requise devrait diminuer dans le futur[79].

[112] Ainsi, compte tenu des résultats encourageants de l'utilisation de la flexibilité opérationnelle de 2 406 10^3m^3/jour, au cours de l'exercice 2024-2025, Énergir est confiante qu'elle sera en mesure de répondre aux besoins de sa clientèle. Dans cette logique, elle n'aurait besoin de contracter qu'une capacité de retrait de 717 10^3m^3 /jour.

[113] Le Distributeur estime pouvoir répondre aux besoins de sa clientèle, malgré le fait qu'il entend contracter une capacité de retrait inférieure de 238 10^3m^3 /jour à la capacité établie selon la méthode approuvée par la Régie. Il croit que la hausse des besoins de flexibilité opérationnelle des années 2022-2023 et 2023-2024 était surtout liée aux résultats des prévisions quotidiennes. L'amélioration de la prévision quotidienne et le support pour les usagers devraient contribuer à poursuivre la réduction de ces besoins[80].

---

78 Pièce B-0134, réponse à la question 7.3, p. 36.

79 Pièce B-0134, réponse à la question 7.3.1, p. 36.

80 Pièce B-0131, réponse à la question 3.2, p. 6 et 7.

[114] Il soumet avoir été en mesure d'effectuer l'ensemble de ses mouvements de flexibilité opérationnelle au cours de l'exercice 2024-2025 principalement en raison d'une amélioration des prévisions journalières issues du nouveau modèle court terme utilisé, ainsi que de l'élaboration de stratégies de nomination efficaces. Il est aussi confiant que ces facteurs ne sont pas associés à des effets temporaires[81].

[115] De plus, il précise qu'aucun facteur de sécurité ni aucune marge ne sont intégrés à l'évaluation du besoin de capacité de retrait à contracter. Il adaptera ses stratégies de nomination afin de pallier le besoin de flexibilité opérationnelle[82].

[116] En se basant sur le maintien des besoins de flexibilité opérationnelle, Énergir recherche les caractéristiques du contrat d'entreposage suivantes[83] :

- Espace d'entreposage : aucun volume minimal;
- Capacité de retrait minimale : 717 10^3m^3/jour pendant la période de retrait, peu importe le niveau d'inventaire;
- Capacité d'injection : aucun volume minimal;
- Fenêtres de nominations : NAESB et STS ou seulement NAESB;
- Point de livraison/réception : Dawn;
- Durée visée : 1 à 10 ans;
- Prix : soumission la plus avantageuse qui répondra aux critères d'Énergir.

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

---

81 Pièce B-0131, réponse à la question 3.1, p. 6.
82 Pièce B-0131, réponse à la question 3.3, p. 7.
83 Pièce B-0012, p. 5.

3.5.2 POSITION DES INTERVENANTS

[118] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de prendre acte des caractéristiques recherchées pour le contrat d'entreposage devant entrer en vigueur le 1er avril 2027, sous réserve qu'Énergir dépose, à la suite de l'appel d'offres, les éléments suivants[84] :

- Le volume, la durée et le coût du contrat retenu;
- Les motifs justifiant la durée retenue, compte tenu du prix, de la flexibilité et de l'incertitude entourant les besoins futurs;
- La comparaison économique avec une capacité de 955 10^3 m^3/jour, et
- Les modalités permettant d'ajuster ou de renouveler le contrat.

3.5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[119] **La Régie prend acte qu'Énergir conserve ses capacités actuelles d'entreposage et ne présente pas de nouveau contrat pour l'année 2026-2027.**

[120] Elle retient que le besoin de flexibilité opérationnelle a diminué en 2024-2025 par rapport aux années précédentes. Elle retient également que l'ensemble des mouvements de flexibilité opérationnelle en 2024-2025 a été réalisé avec des capacités minimales de 2 406 $10^3 m^3$/jour. Énergir attribue principalement ce résultat à l'amélioration des prévisions journalières.

[121] La Régie note que le Distributeur prévoit effectuer une deuxième phase de développement dans l'élaboration des modèles de prévision à court terme visant à optimiser davantage les outils et à améliorer les modèles. Elle retient aussi qu'Énergir poursuit ses réflexions en matière d'établissement de ses besoins de flexibilité opérationnelle.

---

84 Pièce C-AHQ-ARQ-0019, p. 35.

[122] **En conséquence, la Régie prend acte des caractéristiques des contrats d'entreposage devant entrer en vigueur le 1er avril 2027, telles que décrites à la pièce B-0012.**

[123] **Finalement, la Régie approuve les caractéristiques du contrat d'entreposage qu'Énergir recherche, telles que décrites au paragraphe [116] de la présente décision**.

[124] **Afin de démontrer que les offres retenues sont les plus avantageuses pour la clientèle, la Régie demande à Énergir de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire et à la suite de la conclusion des contrats d'entreposage, les analyses de leurs effets sur le plan d'approvisionnement. Ces analyses devront reprendre le format et la teneur des tableaux de la pièce confidentielle B-0054 du dossier R-4287-2024 Phase 2.**

3.6 APPROVISIONNEMENT ET DISTRIBUTION DE GSR

[125] Énergir présente la prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR à l'horizon 2030, afin de rencontrer son obligation prévue au *Règlement concernant le gaz de source renouvelable* (le Règlement GSR)[85]. Elle présente notamment la mise à jour de l'état de la demande volontaire, le suivi des inventaires de GSR, ainsi que le suivi annuel sur sa stratégie de commercialisation du GSR[86].

[126] De plus, en suivi de la décision D-2026-037[87], Énergir dépose un tableau présentant l'ensemble des caractéristiques de prix du GSR indexés pour la période 2021-2022 à 2029-2030.

[127] Concernant sa stratégie de commercialisation du GSR, Énergir indique que, dans le contexte économique actuel, plusieurs clients reportent leurs objectifs de décarbonation et prennent principalement leurs décisions énergétiques en fonction des coûts. En

---

85 RLRQ, c. R-6.01, r. 3.01.

86 Pièces B-0038 et B-0039 (sous pli confidentiel).

87 Dossier R-4320-2025, décision D-2026-037, p. 29.

l'absence d'obligation de décarbonation, le GSR est donc comparé au gaz naturel traditionnel (GNT), qui demeure moins coûteux[88].

[128] Énergir poursuit néanmoins deux objectifs : positionner le GSR comme une énergie renouvelable et faire en sorte qu'il soit considéré par les clients souhaitant réduire leur empreinte environnementale. Sa stratégie repose d'abord sur l'amélioration de la notoriété du GSR et de sa visibilité sur ses différentes plateformes d'information.

[129] Énergir concentre toutefois l'essentiel de ses efforts sur les clients à fort volume, puisqu'ils présentent le plus grand potentiel d'accroissement des achats volontaires. Ces efforts comprennent des rencontres individuelles, collectives et sectorielles, ainsi que la promotion du GSR par une force de vente outillée et rémunérée en fonction des objectifs de décarbonation. Le GSR est également proposé en complément des programmes d'efficacité énergétique.

[130] Enfin, Énergir suit l'engagement et le niveau de connaissance de sa clientèle. Selon ses sondages, seulement 2 % des clients couverts par sa force de vente n'ont jamais entendu parler du GSR. Malgré un contexte moins favorable, Énergir entend donc maintenir ses efforts afin que le GSR demeure une solution envisagée par les clients qui entreprennent une démarche de décarbonation.

[131] Par ailleurs, pour déterminer la consommation volontaire de GSR, Énergir indique avoir utilisé la méthodologie de prévision par grands segments présentée dans le cadre du dossier tarifaire 2024-2025[89], en y apportant certains ajustements, décrits comme suit[90] :

- PMD existant :
    - La modélisation du potentiel avec une approche dégressive est remplacée par une modélisation par série temporelle. Un plus grand historique de

88 Pièce A-0037, p. 7 à 12.

89 Dossier R-4257-2024, décision D-2024-113, p. 28 à 31 et 34.

90 Pièces B-0008, p. 45 à 47, et B-0131, p. 14, réponse à la question 6.1.

consommation de GSR permet à un modèle économétrique de déceler une tendance réelle d'adoption par segment plus précise que l'ancienne méthode.

- Les quatre indices (connaissance du GSR; tendance de décarbonation; contextes 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 à l'horizon du plan.

- PMD nouveaux branchements : application du Règlement de Montréal[91].

[132] La croissance de la demande volontaire de GSR demeure assez faible et repose principalement sur les raccordements 100 % renouvelables des grands bâtiments à Montréal pour les deux premières années du plan d'approvisionnement. Énergir indique toutefois qu'à partir de 2028-2029, un client industriel du secteur de la production d'énergie devrait consommer près de 38 $10^6 m^3$/an. Elle prévoit donc que la consommation volontaire de GSR passera de 30,69 $10^6 m^3$ en 2026-2027 à 77,16 $10^6 m^3$ en 2029-2030.

[133] À cet égard, Énergir confirme qu'elle a intégré l'exigence d'achat exclusif de GSR pour les nouveaux raccordements dans sa prévision à la suite du rétablissement de la décision D-2024-007 par la Cour supérieure[92].

[134] En réponse à une DDR de la Régie[93], Énergir indique qu'elle n'a pas effectué d'appel d'offres d'approvisionnement en GSR en 2025-2026. Elle s'engage également à déposer, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, le suivi exigé au paragraphe 159 de la décision D-2023-022 ou, le cas échéant, à indiquer qu'aucun appel d'offres n'a été réalisé.

---

91 Les nouveaux raccordements des grands bâtiments à Montréal sont couverts par le *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) des nouveaux bâtiments*.

92 Pièces B-0125, p. 2, et A-0047, p. 8.

93 Pièce B-0131, p. 16, réponses aux questions 7.1 et 7.2.

[135] Enfin, en suivi du paragraphe 198 de la décision D-2026-011[94], Énergir dépose un complément de preuve visant à quantifier l'impact tarifaire global et cumulatif des mesures liées au GSR mises en place[95].

3.6.1 POSITION DES INTERVENANTS

3.6.1.1 ACIG

[136] L'ACIG soutient que, malgré les suivis déposés par Énergir, l'information demeure dispersée et ne constitue pas une stratégie commerciale intégrée, mesurable et mise à l'épreuve. Elle ne permet notamment pas d'établir dans quelle mesure les efforts commerciaux visant à accroître les achats volontaires de GSR influencent les volumes vendus, les coûts de socialisation évités et les décisions d'approvisionnement[96].

[137] Selon l'ACIG, la stratégie de commercialisation d'Énergir visant à promouvoir la consommation volontaire de GSR au Québec est nettement insuffisante, voire inadéquate. Elle souligne que près de 90 % des volumes de GSR requis pour atteindre les seuils réglementaires seraient socialisés en 2026-2027 et cette proportion demeurerait supérieure à 80 % jusqu'en 2029-2030. L'ACIG soumet que ces résultats démontrent qu'Énergir ne déploie pas une stratégie commerciale à la mesure du déséquilibre entre les volumes acquis et la demande volontaire[97].

[138] L'ACIG rappelle que le GSR commercialisé sous la forme d'un produit uniforme répond imparfaitement aux besoins de plusieurs grands consommateurs. Pour un industriel assujetti au SPEDE, la valeur de l'achat dépend de l'intensité carbone, de la propriété des attributs environnementaux, de la possibilité de créer ou de recevoir des UC et du traitement reconnu dans son bilan réglementaire.

---

94 Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2026-011, p. 56.

95 Pièce B-0034.

96 Pièces C-ACIG-0014, p. 6 à 25, et C-ACIG-0021, p. 3 à 8.

97 Pièces C-ACIG-0014, p. 7, 9 et 13, et A-0047, p. 261.

[139] Dans ce contexte, l'ACIG estime que la faiblesse de la demande volontaire industrielle découle moins d'un désintérêt pour le GSR que de l'absence d'une offre qui en reflète adéquatement la valeur économique, environnementale et réglementaire. Avant de considérer un volume comme invendu et son surcoût comme inévitable, elle estime qu'il convient de vérifier si le produit offert, le prix demandé et les outils commerciaux employés ont été adaptés au marché qu'Énergir cherche à desservir[98].

[140] Pour ces motifs, l'ACIG recommande à la Régie d'enjoindre Énergir à revoir sa stratégie commerciale actuelle et déposer, dans le prochain dossier tarifaire, un document consolidé présentant sa stratégie commerciale intégrée et révisée en matière de GSR. Cette stratégie devrait comporter des objectifs précis et mesurables par segment de clientèle ainsi que des indicateurs de performance. Elle devrait également inclure des mesures concrètes visant les grands consommateurs industriels de gaz naturel.

[141] Selon l'ACIG, cette révision est nécessaire afin qu'Énergir démontre que les moyens raisonnablement disponibles pour réduire les frais de socialisation ont été conçus, mis à l'épreuve et évalués avant que le solde ne soit réparti entre les clients. Elle devrait notamment, mais sans s'y limiter :

- Relier, dans une même reddition annuelle, les démarches commerciales, les conversions, les prévisions, les inventaires, les coûts et les impacts tarifaires;
- Expliciter les moyens déployés pour stimuler la demande volontaire de GSR et réduire les frais de socialisation, quantifier les résultats obtenus et préciser les difficultés rencontrées;
- Présenter des scénarios de demande et de débouchés, quantifier les volumes invendus et démontrer les mesures prévues pour réduire le risque résiduel;
- Détailler les mesures concrètes qu'Énergir entend mettre en œuvre afin de stimuler la demande volontaire de GSR et réduire les frais de socialisation, et ce, en quantifiant les résultats attendus selon un échéancier précis[99].

---

98 Pièce C-ACIG-0014, p. 7, 21 et 22.

99 Pièce C-ACIG-0014, p. 20.

3.6.1.2 FCEI

[142] La FCEI[100] demande à la Régie d'ordonner à Énergir d'ajouter à ses rapports de suivi sur le GSR l'information suivante :

- Le nombre de clients à fort volume auprès desquels des démarches de promotion du GSR ont été effectuées, en distinguant les rencontres collectives des rencontres individuelles;
- Parmi ces clients, le nombre ayant augmenté leurs achats de GSR dans les douze mois suivant ces rencontres;
- Les volumes additionnels de GSR qui en découlent.

[143] La FCEI estime que le suivi du nombre total de clients participant au marché volontaire et des volumes distribués ne permet pas, à lui seul, de mesurer l'efficacité des efforts de commercialisation. Selon elle, le suivi devrait permettre d'établir dans quelle mesure les démarches réalisées auprès des clients à fort volume se traduisent par des engagements et des volumes additionnels de GSR[101].

[144] Par ailleurs, la FCEI reconnaît qu'une réduction du prix du GSR offerte à certaines clientèles pourrait être avantageuse pour l'ensemble de la clientèle si elle permet d'accroître suffisamment les volumes vendus et de réduire les sommes à socialiser. Elle partage toutefois le point de vue d'Énergir selon lequel une telle réduction ne devrait pas avoir pour effet d'augmenter les frais de socialisation assumés par les autres clients[102].

---

100 Pièce C-FCEI-0019, p. 3.

101 Pièce A-0042, p. 159 à 162.

102 Pièce C-FCEI-0028, p. 7.

3.6.1.3 GRAME

[145] Le GRAME[103] recommande à la Régie de demander à Énergir d'identifier les projets en activité, en construction et en développement dans la section « Vision à long terme du contexte gazier » de la pièce « Plan d'approvisionnement gazier – Horizon xxxx-xxxx ».

[146] L'intervenant recommande également à la Régie d'ordonner à Énergir de surseoir aux huit contrats de GSR hors territoire non autorisés et non signés à ce jour et de privilégier la conclusion des contrats et volumes de GSR disponibles en territoire et ce, jusqu'à ce qu'un nouveau *Règlement visant à modifier le Règlement concernant le gaz de source renouvelable* soit édicté.

3.6.1.4 OC

[147] OC[104] recommande à la Régie de prendre acte des prévisions de demande volontaire de GSR présentées par Énergir ainsi que des modifications apportées à sa méthodologie de prévision, lesquelles constituent une évolution positive susceptible de mieux refléter les tendances réelles d'adoption observées auprès de la clientèle.

[148] OC recommande également à la Régie de demander à Énergir de bonifier, dans ses prochains dossiers tarifaires, les informations permettant d'expliquer les écarts entre les prévisions de demande volontaire de GSR déposées dans des dossiers tarifaires successifs et les résultats observés, en précisant notamment l'incidence de la nouvelle méthodologie ainsi que des ajustements qualitatifs apportés à la modélisation, incluant l'évolution des quatre indices utilisés.

---

103 Pièce C-GRAME-0013, p. 27.

104 Pièces C-OC-0013, p. 11, et C-OC-0017, p. 8.

3.6.1.5 RTIEÉ

[149] Le RTIEÉ[105] soutient que le modèle actuel de vente volontaire de GSR uniforme a atteint ses limites. Il recommande donc de diversifier l'offre de GSR afin de mettre en valeur :

- Sa provenance québécoise ou canadienne;
- Ses bénéfices en matière de sécurité énergétique, de réduction des importations et de développement régional;
- Son intensité carbone (IC) spécifique, lorsque celle-ci est certifiée;
- La possibilité d'offrir le GSR à un prix moindre lorsque l'augmentation des ventes qui en résulte permet de réduire davantage les frais de socialisation.

3.6.2 OPINION DE LA RÉGIE

[150] **La Régie prend acte de la prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR pour les années 2027-2030. De plus, elle prend acte du suivi du paragraphe 198 de la décision D-2026-011 et s'en déclare satisfaite.**

[151] La Régie constate que, conformément au calcul de l'obligation de GSR, Énergir doit livrer un volume de 305 386 10^3m^3 pour l'année 2026-2027 afin de respecter le seuil réglementaire fixé à 5 %. Elle note que ce besoin est entièrement couvert par les injections prévues de GSR pour l'année témoin ainsi que par les volumes en inventaire disponibles au 30 septembre 2026. Elle constate également qu'il n'y a aucun besoin non comblé pour la consommation de GSR sur l'horizon du plan.

---

105 Pièces C-RTIEÉ-0021, p. 54, et C-RTIEÉ-0024, p. 17 et 18.

[152] La Régie est satisfaite des précisions fournies par Énergir concernant les ajustements apportés à sa méthode de prévision de la demande volontaire de GSR. La disponibilité croissante de données historiques permet désormais de recourir, pour les segments PMD, à une modélisation par séries temporelles fondée sur les tendances d'adoption observées. Les prévisions reposent ainsi davantage sur le comportement réel de la clientèle que sur un potentiel théorique d'adoption.

[153] Toutefois, la décision D-2026-110[106] suspend jusqu'au 1er octobre 2027 l'application des modifications apportées aux CST par les décisions D-2024-007 et D-2024-018, qui imposaient aux nouveaux raccordements dans les marchés visés d'être assujettis à 100 % au service de fourniture de GSR. La Régie comprend donc qu'à la suite de cette décision, la prévision du volume de GSR invendu pour l'année 2026-2027 s'établit à 279 306 10^3m^3, comparativement à 274 733 10^3m^3 initialement prévu[107].

[154] La Régie demeure préoccupée par les impacts tarifaires de l'écart grandissant entre la demande volontaire de GSR, qui demeure faible, et l'augmentation graduelle des seuils réglementaires. Elle est d'avis que l'amélioration de la commercialisation du GSR constitue un levier important afin de réduire les volumes et les coûts devant être assumés par l'ensemble de la clientèle via les frais de socialisation.

[155] La Régie note toutefois que ces enjeux font l'objet du dossier R-4353-2026, dont les conclusions pourraient influencer les orientations commerciales, tarifaires et réglementaires applicables au GSR. Elle estime que ce dossier constitue le forum approprié pour examiner les mesures susceptibles d'atténuer les impacts tarifaires et de favoriser une utilisation accrue du GSR.

[156] Par ailleurs, la Régie retient que le prix du GSR constitue le principal frein à la consommation volontaire[108].

---

106 Décision D-2026-110, p. 18.

107 Pièces B-0038, p. 1, et B-0215, p. 2 et 3.

108 Pièce A-0037, p. 40 à 46 et 57.

[157] Dans ce contexte, la Régie ne retient pas la recommandation de l'ACIG visant à ordonner à Énergir de déposer, dans le prochain dossier tarifaire, une stratégie commerciale intégrée et révisée en matière de GSR. Cependant, elle reconnaît la pertinence de bien documenter les résultats des efforts de commercialisation[109].

[158] La Régie s'attend à ce qu'Énergir poursuive ses efforts afin d'accroître la demande volontaire et qu'elle adapte sa stratégie de commercialisation à l'évolution du marché, notamment auprès de la clientèle à fort volume. Elle considère que l'objectif ultime des efforts de commercialisation devrait être d'accroître les ventes de GSR, et non seulement d'en accroître la notoriété.

[159] La Régie est d'avis que le suivi sur la stratégie de commercialisation devrait notamment faire état des mesures mises en œuvre, des résultats obtenus et de leur effet escompté sur les volumes de GSR vendus sur une base volontaire ainsi que, dans la mesure du possible, sur les frais de socialisation. **La Régie demande donc à Énergir de présenter, dans le cadre de son prochain dossier tarifaire, un suivi des bonifications apportées à sa stratégie de commercialisation du GSR.**

[160] Concernant la recommandation de la FCEI visant à mieux mesurer les résultats des démarches de commercialisation auprès de la clientèle à fort volume, la Régie estime que les renseignements demandés permettront de mieux apprécier les résultats des efforts de commercialisation, sans alourdir indûment le fardeau réglementaire. Elle laisse à Énergir le soin d'apprécier si le fait de distinguer les rencontres collectives des rencontres individuelles est opportun.

[161] **Ainsi, la Régie demande à Énergir d'ajouter à ses rapports de suivi, à compter du prochain dossier tarifaire, le nombre de clients à fort volume rencontrés, le nombre ayant augmenté leurs achats de GSR dans les douze mois suivants, ainsi que les volumes additionnels correspondants.**

---

[109] Pièce A-0047, p. 313.

3.7 SUIVI DE LA DÉCISION D-2024-113 - CALCUL DE LA NORMALE CLIMATIQUE

3.7.1 POSITION D'ÉNERGIR

[162] Dans sa décision D-2024-113[110], la Régie demandait à Énergir de se prononcer sur l'opportunité d'ajuster le calcul de la normale climatique dans le contexte de réchauffement climatique. Pour répondre à la demande de la Régie, Énergir a effectué deux analyses.

[163] Premièrement, Énergir a testé différentes pondérations, donnant plus ou moins de poids aux années récentes. Les résultats obtenus ne lui permettent pas de conclure qu'une pondération plus importante des années récentes permet de réduire les volumes à normaliser de manière constante[111].

[164] Dans une seconde analyse, Énergir a comparé la tendance de réchauffement, en fonction de la méthodologie actuelle, avec la tendance de réchauffement de quatre scénarios climatiques fournis par la plateforme Pôle d'analyse et de visualisation de l'information climatique et scientifique (PAVICS)[112]. Les résultats de cette analyse montrent que la méthodologie actuelle produit un réchauffement se situant entre les scénarios SSP2-4.5 et SSP3-7.0. Énergir juge qu'une modification de sa méthodologie pour se rapprocher de la tendance à long terme du scénario SSP2-4.5 ou du scénario SSP3-7.0 n'apporterait que peu de bénéfices[113].

[165] À la suite de ses analyses, Énergir observe que la variabilité climatique (hiver chaud, hiver froid) semble être la cause principale des variations tarifaires. Cette variabilité dépend de phénomènes climatiques difficilement prévisibles plusieurs mois à l'avance. Énergir soumet que la méthodologie actuelle permet de réchauffer la normale climatique adéquatement[114].

---

110 Dossier R-4257-2024, décision D-2024-113, p. 76, par. 257.
111 Pièce B-0015, p. 7 et 8.
112 Pièce B-0015, p. 9, note de bas de page 2.
113 Pièce B-0015, p. 10 et 12.
114 Pièce B-0015, p. 7 et 13.

3.7.2 POSITION DE L'AHQ-ARQ

[166] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de maintenir la méthode actuelle du calcul de la normale climatique pour l'année 2026-2027. Toutefois, l'intervenant considère qu'une validation périodique de la méthodologie est justifiée.

[167] Ainsi, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'exiger d'Énergir le dépôt annuel des degrés-jours par région, des pondérations régionales et du volume total normalisé, ainsi que d'exiger une comparaison entre les volumes réels et les volumes normalisés. De plus, l'intervenant recommande une réévaluation méthodologique à chaque dossier tarifaire. Cette réévaluation aurait comme but de contrôler si des changements sont nécessaires ou non. Cette réévaluation pourrait aussi être demandée seulement en présence d'un changement climatique ou méthodologique matériel[115].

3.7.3 OPINION DE LA RÉGIE

[168] La Régie est satisfaite des analyses présentées par Énergir. Les informations fournies lui permettent de conclure que la méthodologie actuelle tient adéquatement compte de la tendance au réchauffement climatique dans le calcul de la normale climatique. Ainsi, les écarts entre les températures normalisées et réelles sont le résultat d'aléas climatiques difficilement prévisibles plusieurs mois à l'avance.

[169] La Régie ne juge pas nécessaire, pour l'instant, de demander de suivi additionnel. Elle rappelle qu'elle pourra, éventuellement, demander une réévaluation de la méthodologie si elle le juge nécessaire.

[170] **Ainsi, la Régie prend acte des conclusions et recommandations présentées à la pièce B-0015[116].**

---

115 Pièces C-AHQ-ARQ-0019, p. 19 à 21, et A-0042, p. 121 à 122.

116 Pièce B-0015.

3.8 SUIVIS DE LA DÉCISION D-2026-011 PORTANT SUR LE MINIMUM OPÉRATIONNEL ET LE SERVICE INTERRUPTIBLE

3.8.1 SUIVI DU PARAGRAPHE 155 : LE MINIMUM OPÉRATIONNEL

[171] Dans sa décision D-2026-011, au paragraphe 155, la Régie demandait à Énergir de déposer un complément d'information relatif, notamment, au concept de « minimum opérationnel » et à tout élément permettant de mieux saisir le niveau critique du réseau de distribution :

> [155] La Régie demande donc à Énergir de déposer, dans le cadre de l'examen des tarifs pour l'année témoin 2026-2027, un complément d'information portant notamment sur les éléments suivants, à l'issue desquels la Régie pourra se prononcer sur les années 2026-2027 à 2028-2029 du plan d'approvisionnement :
>
> - Une description du concept de « minimum opérationnel » tel que défini et utilisé par Énergir dans l'exploitation du réseau gazier;
> - Les implications concrètes de ce seuil sur la sécurité d'approvisionnement et la gestion des outils disponibles en période de pointe;
> - La manière dont ce concept est pris en considération dans le modèle d'établissement de la journée de pointe et de l'hiver extrême;
> - Une analyse détaillée des événements critiques du 3 février 2023 ayant mené au seuil critique, incluant les circonstances et les impacts sur le réseau;
> - Le détail des outils d'approvisionnement utilisés pour satisfaire les besoins de pointe pour l'année 2022-2023 en mode prévisionnel et en mode réel, sous le format du tableau 4 de la pièce B-0158;
> - La preuve déposée dans le rapport annuel 2023 quant à cette journée critique du 3 février 2023;
> - Tous autres éléments permettant de mieux saisir le niveau critique du réseau de distribution dont notamment les niveaux de pression[117].

[117] Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2026-011, p. 45.

[172] En suivi de cette décision, Énergir présente les compléments d'information relativement au concept de « minimum opérationnel », à son rôle dans l'exploitation sécuritaire du réseau ainsi qu'aux événements critiques du 3 février 2023[118]. Elle présente notamment les impacts de ce seuil sur la sécurité d'approvisionnement, les outils d'approvisionnement mobilisés lors de cette journée critique, ainsi que des informations additionnelles permettant de mieux apprécier le niveau critique du réseau de distribution, incluant les considérations relatives aux niveaux de pression.

3.8.2 SUIVI DU PARAGRAPHE 162 : LE SERVICE INTERRUPTIBLE

[173] Dans sa décision D-2026-011, au paragraphe 162, la Régie jugeait nécessaire que le dossier sur le service interruptible soit déposé en 2026, sans toutefois imposer d'échéance précise:

> [162] La Régie juge impératif que le dossier sur le service interruptible soit revu dès 2026. À la demande d'Énergir, elle n'ordonne pas une échéance précise pour le dépôt, mais elle prend acte de son engagement à déposer ce dossier au cours de l'année 2026[119].

[174] Le 24 juillet 2026, Énergir dépose à la Régie une demande portant, notamment, sur la segmentation de la clientèle, la structure tarifaire du service de distribution ainsi que l'étude de la mise à jour de l'offre interruptible[120].

---

118 Pièce B-0040, p. 1 à 9.

119 Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2026-011, p. 47.

120 Dossier R-4354-2026, pièce B-0002.

3.8.3 POSITION DES INTERVENANTS

[175] Le RNCREQ[121] estime qu'Énergir n'a pas suffisamment expliqué le rôle du minimum opérationnel ni les causes des problèmes d'approvisionnement du 3 février 2023. Selon lui, ces événements révèlent une forte dépendance aux réseaux de transport de TC Énergie/TQM, particulièrement pour l'alimentation de Québec.

[176] Conséquemment, le RNCREQ recommande qu'Énergir complète la demande de suivi et :

- Explique de façon plus détaillée le rapport entre le bris de l'usine LSR à Montréal-Est et le manque de service à Québec;
- Précise quelles sont les connexions de raccordements entre Saint-Flavien et la région de Québec dans son réseau et, le cas échéant, pourquoi le système de stockage souterrain n'est pas utilisé ni mentionné pour expliquer la réduction de pression dans le réseau.

[177] Par ailleurs, le RNCREQ soutient que le contexte géopolitique n'est pas favorable pour accroître la dépendance à des capacités étrangères. Ainsi, il est d'avis que le développement de la filière GSR doit avoir lieu pour ses effets de décarbonation, mais également comme avenue stratégique pour approvisionner le Québec[122].

[178] Le RNCREQ recommande donc qu'il soit demandé à Énergir d'adapter sa stratégie de commercialisation à long terme du GSR afin qu'elle contribue davantage à la décentralisation des sources d'approvisionnement pour ainsi réduire sa dépendance à l'étranger.

---

121 Pièce C-RNCREQ-0019, p. 11 à 16.

122 Pièces A-0042, p. 98 et 99, et C-RNCREQ-0024, p. 12.

3.8.4 OPINION DE LA RÉGIE

[179] **La Régie prend acte des suivis de sa décision D-2026-011, aux paragraphes 155 et 162, et s'en déclare satisfaite.**

[180] Concernant le suivi du paragraphe 155, la Régie constate qu'aucune preuve n'a été déposée dans le rapport annuel 2023 relativement à la journée critique du 3 février 2023, malgré l'importance de cet événement et ses impacts sur l'exploitation du réseau et la sécurité d'approvisionnement.

[181] La Régie est d'avis que ce type d'événement extrême devrait faire l'objet d'une divulgation systématique dans les rapports annuels, puisqu'il constitue une information d'intérêt pour la Régie et les intervenants. **Ainsi, la Régie demande à Énergir de documenter, dans le cadre de ses rapports annuels, tout événement ayant un impact significatif sur la capacité du réseau ou sur la sécurité d'approvisionnement similaire à la situation survenue lors de la journée du 3 février 2023.**

[182] Par ailleurs, la Régie considère que l'information déposée en suivi du paragraphe 155 de la décision D-2026-011 présente un caractère structurant pour l'examen des plans d'approvisionnement. Afin d'en assurer la pérennité et l'accessibilité, elle juge opportun d'encadrer son intégration récurrente dans les dossiers réglementaires.

[183] **La Régie demande donc à Énergir de présenter et de mettre à jour cette information dans la pièce « Plan d'approvisionnement gazier – Contexte et stratégie d'approvisionnement », lors du dépôt de la première année de chaque plan d'approvisionnement.**

[184] Concernant le suivi du paragraphe 162 de la décision D-2026-011 relatif au dépôt d'un dossier portant sur la révision du service interruptible, la Régie constate qu'Énergir a déposé au dossier R-4354-2026 une demande sur la refonte tarifaire du service de distribution, dans lequel la question soulevée par la Régie sera examinée.

3.9 SUIVI DE LA DÉCISION D-2026-011 SUR L'ACUITÉ PRÉVISIONNELLE DU NOUVEAU MODÈLE DE PRÉVISION JOURNALIÈRE

3.9.1 POSITION D'ÉNERGIR

[185] Dans sa décision D-2026-011, la Régie demandait à Énergir de déposer, dans le cadre du présent dossier tarifaire, un suivi sur l'acuité prévisionnelle du nouveau modèle de prévision journalière[123].

[186] En suivi de cette décision, le Distributeur explique que le besoin de flexibilité opérationnelle en retrait a considérablement diminué au cours de l'année 2024-2025 comparativement aux exercices 2022-2023 et 2023-2024[124].

[187] Il soumet que, bien que le nouveau modèle de prévision ait contribué à cette diminution, d'autres facteurs peuvent influencer le besoin de flexibilité opérationnelle.

- Variations de la demande : les écarts entre les prévisions de température et la température réelle affectent directement la flexibilité opérationnelle;
- Stratégie de nomination : des contraintes au niveau des transports ou au site d'entreposage à Dawn peuvent amener Énergir à ajuster ses stratégies initiales de nomination, ce qui influence son besoin de flexibilité opérationnelle.

[188] Énergir explique qu'elle ne dispose pas encore d'un volume suffisant de données pour isoler et quantifier l'impact de l'utilisation du nouveau modèle de prévision, compte tenu des autres facteurs en jeu. Pour elle, il est donc nécessaire d'observer ces effets sur un horizon plus long et dans des conditions météorologiques et opérationnelles différentes de celles de 2024-2025 avant de pouvoir se prononcer sur l'efficacité réelle des prévisions initiales.

---

123 Dossier R-4287-2024, Phase 2, décision D-2026-011, p. 59.

124 Selon le tableau 2 de la pièce B-0055, la variation maximum de retrait est passée de 4 040 10^3m^3 /jour en 2022-2023 à 5 410 10^3m^3 /jour en 2023-2024 à 2 939 10^3m^3 /jour en 2024-2025.

[189] Le Distributeur prévoit aussi effectuer une deuxième phase de développement dans l'élaboration des modèles de prévision à court terme visant à optimiser davantage les outils et à améliorer les modèles en fonction des commentaires des utilisateurs. Il indique ainsi poursuivre ses réflexions en matière d'établissement de ses besoins opérationnels.

[190] En réponse à la DDR de la FCEI, Énergir explique que le modèle de prévision journalière mis en place actualise sa prévision à chaque changement de paramètre. Ainsi, la prévision pour le lendemain avant la fenêtre de nomination « *Timely* » sera différente si l'information n'est pas consultée exactement au même moment chaque jour. Le modèle de prévision effectue également des prévisions selon quatre modèles. Elle ajoute qu'il est possible de comparer chaque prévision à un moment donné constant et le réel. La comparaison de ces données sur l'historique donne des écarts moyens inférieurs sur des périodes spécifiques. Ces résultats permettent d'anticiper des résultats d'utilisation de la flexibilité opérationnelle inférieurs aux résultats historiques[125].

[191] Selon Énergir, la difficulté de tirer des conclusions fiables dépend de plusieurs facteurs tels que la demande non-linéaire pendant la journée gazière, l'apprentissage automatique incorporé dans les nouveaux modèles prédictifs et l'absence de données provenant de l'ancien modèle qui a été retiré.

[192] Pour le moment, ces éléments ne permettent pas d'assurer que la simple mesure de données, par exemple l'écart entre la comparaison de la prévision 24 heures avant et le réel, soit représentative de l'utilisation réelle des outils de flexibilité opérationnelle.

[193] Depuis l'implantation du nouveau modèle, les éléments menant à des utilisations élevées de la flexibilité opérationnelle sont peu fréquents et les données ayant un impact sur le résultat de la méthode sont peu nombreuses sur une base annuelle. Il est donc difficile pour le Distributeur d'établir un chiffre précis d'observation permettant d'émettre des conclusions fiables pouvant être produites pour la Régie[126].

---

125 Pièce B-0135, R. 5.1, p. 20.

126 Pièce B-0135, p. 21, réponse à la question 5.2.

3.9.2 POSITION DES INTERVENANTS

[194] L'AHQ-ARQ recommande qu'Énergir présente, dans ses rapports annuels, un suivi de la performance du modèle de prévision journalière et de l'utilisation réelle de la capacité de retrait, particulièrement lors des journées de pointe[127].

3.9.3 OPINION DE LA RÉGIE

[195] Dans sa décision D-2026-011[128], la Régie avait jugé satisfaisantes les explications d'Énergir pour ne pas combler le déficit de capacité de retrait alors prévu de 261 $10^3 m^3$/jour. La Régie avait indiqué que la validité de ces explications reposait sur la performance continue du nouveau modèle de prévision.

[196] La Régie était d'avis qu'une surveillance des résultats réels en 2025-2026 serait essentielle pour valider cette approche et que la fiabilité du modèle devrait être démontrée sur une période prolongée, notamment lors des journées de pointe où les enjeux opérationnels sont plus critiques.

[197] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2026-011, présenté à la pièce B-0012, relatif à l'acuité du nouveau modèle de prévision journalière. Cependant, elle constate que les informations présentées par Énergir ne permettent pas de conclure que la réduction du besoin de flexibilité opérationnelle est pleinement attribuable au nouveau modèle de prévision journalière.**

[198] La Régie note les contraintes mentionnées par Énergir dans l'évaluation de la performance du modèle de prévision. Elle retient que le volume de données est encore insuffisant pour en isoler et en quantifier l'effet. L'observation doit donc se produire sur une plus longue période et incorporer une plus grande variété de conditions météorologiques et opérationnelles.

---

127 Pièce C-AHQ-ARQ-0019, p. 35.

128 Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2026-011, p. 59.

[199] La Régie constate que le Distributeur poursuit ses efforts et planifie effectuer une deuxième phase de développement afin d'améliorer les modèles de prévision à court terme et optimiser davantage ses outils.

[200] La Régie note par ailleurs que la réduction du besoin de flexibilité opérationnelle ne repose pas exclusivement sur l'utilisation et la performance du modèle de prévision. Malgré les limites soulevées par Énergir concernant l'évaluation de la performance du modèle et le besoin de données additionnelles dans le suivi déposé, Énergir a été en mesure de diminuer le besoin d'utilisation de la flexibilité opérationnelle depuis les dernières années.

[201] La Régie constate que le Distributeur entend poursuivre le développement du modèle de prévision. Elle s'attend à ce qu'il poursuive ses observations sur une plus longue période et incorpore une plus grande variété de conditions météorologiques et opérationnelles afin de démontrer la fiabilité du modèle de prévision, conformément à la décision D-2026-011.

[202] **La Régie demande à Énergir de présenter, au dossier tarifaire 2030-2031, les progrès accomplis avec une version plus étoffée du suivi exigé par la décision D-2026-011. Ce suivi devra incorporer les données et informations recueillies sur une période de cinq ans, soit de 2024-2025 à 2028-2029, afin de démontrer la fiabilité du modèle de prévision journalière.**

[203] En raison du travail restant à accomplir par le Distributeur afin de déposer un suivi plus étoffé, la Régie considère prématurée la demande de l'AHQ-ARQ de déposer au prochain dossier du rapport annuel d'Énergir le suivi demandé par la Régie.

4 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES

[204] Énergir rappelle que la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*[129] (la Loi 24) est entrée en vigueur le 7 juin 2025. La Loi 24 prévoit notamment pour les distributeurs gaziers :

- La mise en place d'un cadre pluriannuel;
- La possibilité d'établir les tarifs de distribution au moyen d'une formule de variation des coûts (FVC).

[205] Dans l'objectif de se conformer aux dispositions de la Loi 24, Énergir et Enbridge Gaz Québec ont déposé conjointement une demande relative à la détermination du traitement réglementaire de leurs dossiers tarifaires. Par sa décision D-2026-028[130], la Régie déterminait le traitement réglementaire applicable aux deux distributeurs. Pour Énergir, le traitement a par la suite été précisé notamment par la détermination de la FVC[131].

4.1 TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE DES DOSSIERS TARIFAIRES PLURIANNUELS

Position d'Énergir

[206] Énergir présente les impacts de ce nouveau traitement réglementaire sur les pièces déposées en soutien des dossiers tarifaires lors des années intermédiaires et des dossiers de rapports annuels[132]. Selon le Distributeur, ce traitement engendre un allègement dans le contenu des informations permettant d'établir le revenu requis au service de distribution. De plus, certaines informations deviendront obsolètes dans les rapports annuels, soit dans les cas où la prévision a été substituée par l'application de la FVC.

---

129 LQ 2025, c. 24.

130 Dossier R-4319-2025, décision D-2026-028, par. 92.

131 Dossier R-4287-2024 Phase 3, décision D-2026-076.

132 Pièce B-0052, p. 4 à 7.

[207] Cependant, Énergir a constaté, dans la préparation du dossier tarifaire 2026-2027, que la production de pièces liées à certaines informations non rattachées à l'indexation selon l'IPC venait contrecarrer l'objectif d'allègement du dossier, sans bénéfice tangible.

[208] Ainsi, elle propose les ajustements suivants au traitement réglementaire lors des années intermédiaires[133] :

- Assujettir à l'IPC l'ensemble du calcul de l'encaisse réglementaire;
- Retirer la prévision 4-8 de certaines pièces relatives aux investissements;
- Assujettir à l'IPC la valeur de la BT relative aux immobilisations du service d'équilibrage et la charge d'amortissement afférente;
- Étendre l'application de l'indexation à l'établissement des revenus totaux de réception. L'indexation serait fondée sur l'IPC et, au besoin, sur des ajustements à la marge.

[209] Par ailleurs, Énergir souligne que l'établissement de la BT relative aux investissements en immobilisations, en programmes commerciaux et en développement informatique sera effectué par l'application d'une indexation selon l'IPC. Ainsi, la production des pièces *Additions à la base de tarification* (Énergir-L, Document 2) et *Investissements sous le seuil* (Énergir-L, Document 3) s'avère inutile pour les années intermédiaires. Puisque la Régie doit autoriser les investissements inférieurs au seuil de 4 M$, Énergir apportera des modifications à la pièce Énergir-L, Document 3 à l'année de base afin que celle-ci reflète mieux le nouveau cadre réglementaire applicable. Exceptionnellement, pour le cycle en cours, puisque le dépôt de la pièce dans le cadre du dossier tarifaire 2025-2026 n'intégrait pas cette approche, Énergir demande l'autorisation des investissements inférieurs au seuil pour l'année 2026-2027.

---

133 Pièce B-0052, p. 7.

Opinion de la Régie

[210] La Régie comprend qu'Énergir souhaite étendre l'application de la FVC du service de distribution aux autres services. Elle retient les motifs suivants en appui à sa proposition :

- Une partie de l'allègement obtenu grâce à la FVC serait perdue si elle ne s'appliquait que sur l'encaisse en distribution. De plus, l'encaisse règlementaire attribuable aux autres services n'aurait qu'une faible incidence sur le coût de service;
- La part des immobilisations attribuable au service de distribution représente plus de 80 % de la BT[134] et la majorité est déjà assujettie à l'IPC. Le travail requis pour fournir l'information pour les investissements en équilibrage saisonnier serait disproportionné comparativement aux montants en cause;
- Le traitement actuel amènerait une incohérence entre, d'une part, la projection des coûts liés aux projets de GSR établie par l'application d'une indexation et, d'autre part, les revenus du tarif D_R établis de manière détaillée;
- Dans l'éventualité où un nouveau producteur débuterait son injection lors d'une année intermédiaire, Énergir fournira le suivi des coûts de catégorie A et le détail des revenus de réception.

[211] Quant à la prévision 4-8, la Régie comprend que des efforts importants seraient requis en comparaison à la faible importance relative des montants en cause, considérant que moins de 20 % des montants de la BT[135] sont soumis à une projection distincte.

[212] De plus, elle retient qu'Énergir continuera d'expliquer les écarts pour les éléments traités à la marge à chaque dossier tarifaire, fournissant ainsi le même niveau de preuve tout en respectant le principe d'allègement réglementaire, dans l'esprit de la Loi 24.

[213] **Pour ces motifs, la Régie approuve le traitement réglementaire proposé à la pièce B-0052 pour les années intermédiaires des cycles pluriannuels.**

---

134 Pièce B-0054, p. 1, (l. 38, c. 1)/(l. 38, c. 7).
135 Pièce B-0054, p. 1, (l. 37, c. 7)/(l. 38, c. 7).

[214] **La Régie approuve également la présentation des pièces tarifaires qui seront soumises à la Régie pour les années intermédiaires des cycles pluriannuels, présentée à l'annexe 1 de la pièce B-0052.**

[215] **Enfin, elle prend acte qu'Énergir proposera, au dossier tarifaire 2027-2028, des modifications à la pièce Énergir-L, Document 3 afin que celle-ci reflète mieux le nouveau cadre réglementaire applicable.**

4.2 SEUIL DE MATÉRIALITÉ

[216] Énergir demande à la Régie d'autoriser un seuil de matérialité de 1 M$ en valeur absolue applicable à chacun des services de transport et d'équilibrage, aux fins de la mise à jour des pièces du dossier tarifaire entre le dépôt initial et les éléments soulevés par la Régie dans sa décision finale[136].

[217] Énergir explique que sa demande vise à limiter le nombre de mises à jour de pièces après le dépôt du dossier tarifaire, pour des montants ayant une incidence minime sur les tarifs, les pièces étant souvent complexes et interdépendantes. Elle soumet que sa proposition s'inscrit dans une démarche d'allègement réglementaire.

[218] Enfin, elle soumet que, dans le cadre du rapport annuel, les montants des ajustements sous le seuil de matérialité qui n'auront pas été effectués lors du dossier tarifaire seront inclus dans l'ensemble des variations de coûts et des revenus retenus pour le calcul des trop-perçus et des manques à gagner.

[219] La Régie retient que la proposition d'Énergir n'aurait qu'une incidence minime sur les tarifs. Elle la juge raisonnable considérant le gain d'efficience pouvant en découler.

---

136 Pièce B-0196, p. 12.

[220] De plus, elle la considère cohérente avec le principe de matérialité déjà reconnu et approuvé pour le service de distribution dans sa décision D-2022-025[137].

[221] **En conséquence, la Régie autorise, à compter du présent dossier, l'application d'un seuil de matérialité de 1 M$ en valeur absolue applicable à chacun des services de transport et d'équilibrage aux fins de la mise à jour des informations contenues aux pièces d'un dossier tarifaire entre leur dépôt initial et la décision finale de la Régie.**

4.3 PRINCIPES ET MÉTHODES D'ÉVALUATION SUIVIS DANS L'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE SERVICE

[222] Conformément à la demande de la Régie, Énergir a présenté sa demande tarifaire initiale pour l'année 2026-2027 sur la base de la FVC, telle que proposée en phase 3 du dossier R-4287-2024, la décision de la Régie à cet égard n'ayant pas encore été rendue à ce moment. Elle a ensuite révisé sa demande à l'issue de la décision D-2026-076[138]. Certaines pièces n'ont toutefois pas été mises à jour mais le seront lors de la mise à jour des tarifs finaux.

[223] En suivi de la décision D-2019-141, Énergir dépose les informations relatives aux principes et méthodes d'évaluation du coût de service[139]. La Régie note que cette pièce tient compte de plusieurs décisions rendues par la Régie[140], ainsi que des propositions soumises pour examen au présent dossier.

[224] Toutefois, la Régie constate que ce document n'inclut pas les points de la décision D-2026-076 portant notamment sur la reconduction du CMPC autorisé de l'année 2025-2026 à l'année 2026-2027 et sur l'ajout de facteur de croissance G à la formule paramétrique.

---

137 Dossier R-4177-2021 Phase 1, décision D-2022-025, par. 108.

138 Dossier R-4287-2024 Phase 3, décision D-2026-076.

139 Pièce B-0150.

140 Dossiers R-4320-2025, décision D-2026-059, R-4287-2024 Phase 2, décision D-2026-011, et R-4319-2025, décision D-2026-028.

[225] Par ailleurs, en réponse à la Régie[141], Énergir mentionne qu'elle n'a pas réalisé d'analyse des mesures qui pourraient être mises en place afin d'atténuer la variabilité tarifaire découlant de l'amortissement du CER - Stabilité de la température et du vent, y compris la solution alternative évoquée dans la décision D-2015-212[142].

[226] Énergir juge pertinent d'attendre les conclusions du dossier R-4354-2026 sur la refonte du service de distribution avant de statuer sur les besoins de présenter une solution qui atténuerait potentiellement la variabilité tarifaire découlant de l'amortissement du CER Stabilité de la température et du vent. Énergir souhaite un meilleur arrimage de la structure tarifaire en distribution avec la structure de coûts. Ce faisant, une part plus importante des revenus générés en distribution se ferait à l'aide de composantes fixes, ce qui va amoindrir de manière considérable l'impact des aléas de la température sur les revenus.

[227] Lorsque la nouvelle structure en distribution sera mise en place et si le besoin de stabiliser davantage le CER Stabilité de la température et du vent demeure, des analyses et propositions pertinentes pourraient être présentées à la Régie dans un dossier futur.

[228] La Régie reconnaît la pertinence d'attendre les conclusions du dossier R-4354-2026 avant de statuer sur les besoins de demander une solution qui atténuerait potentiellement la variabilité tarifaire découlant de l'amortissement du CER Stabilité de la température et du vent.

[229] **En conséquence, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2019-141 portant sur les principes règlementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement du coût des différents services, déposé comme pièce B-0150.**

[230] **La Régie demande à Énergir de déposer, au plus tard 14 jours suivant la présente décision, une mise à jour de la pièce B-0150 afin d'y intégrer les conclusions et dispositions de la décision D-2026-076 relative à la FVC qui n'y figurent pas encore.**

---

141 Pièce B-0174, p. 7 à 9, réponses aux questions 6.1 et 6.2.

142 Dossier R-3940-2015, décision D-2015-212, par. 32.

4.4 MODIFICATIONS AUX CONVENTIONS COMPTABLES EN VERTU DES PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS DES ÉTATS-UNIS

[231] En suivi de la décision D-2020-145[143], Énergir informe la Régie que les modifications aux conventions comptables, en vertu des principes comptables généralement reconnus des États-Unis, n'ont pas d'impact sur ses dossiers réglementaires, puisqu'elle n'adoptera aucune de ces modifications au cours de l'exercice se terminant le 30 septembre 2027[144].

[232] En vertu des PCGR des États-Unis, du Canada ou des IFRS, les entreprises doivent présenter les modifications comptables qui sont ou seront adoptées. Dans la note 3 de ses états financiers de l'exercice clos le 30 septembre 2025 audités, Énergir présente les modifications comptables suivantes[145] :

- La modification relative à l'impôt sur le revenu a été présentée dans le dossier tarifaire 2025-2026. Dans sa décision D-2026-011, la Régie prenait acte de l'adoption de la norme ASU 2023-09 et de son absence d'impact, et s'en déclarait satisfaite[146].

- La norme ASU 2024-03, relative à l'état des résultats, porte seulement sur les informations à présenter. Il n'y a donc aucun impact au niveau réglementaire. À noter que dans le cadre des rapports annuels, Énergir présente la conciliation entre le bénéfice net à l'état des résultats et le bénéfice réglementaire, aux fins de déterminer le trop-perçu ou manque à gagner.

[233] **Pour ces motifs, la Régie prend acte du suivi requis par sa décision D-2020-145, au paragraphe 29, et s'en déclare satisfaite.**

---

143 Dossier R-4119-2020, décision D-2020-145, p. 10 et 11.

144 Pièce B-0051.

145 Dossier R-4328-2025, pièce B-0015, p. 14 des états financiers audités.

146 Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2026-011, p. 68.

5 DÉVELOPPEMENT DES VENTES

5.1 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2026-2027

[234] Énergir demande à la Régie de prendre acte de la rentabilité du plan de développement 2026-2027, présenté au tableau suivant, et de s'en déclarer satisfaite.

TABLEAU 4[147]

SOMMAIRE DE LA RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES VENTES 2026-2027

	Total	Nouveaux clients		
		Résidentiel	Affaires	GE
Indice de profitabilité (exigence Régie : IP>1,3)	1,3*	1,97	1,95	1,8
Point-mort tarifaire (année) (exigence Régie : <18 ans)	1*	1	1	1
Impact sur les tarifs - 1 an (000 $)	(5 722)	(4 095)	(3 128)	(59)
Impact sur les tarifs - 5 ans (000 $)	(6 188)	(4 311)	(7 942)	(255)

**Le total inclut les projets de renforcement du réseau, les parcs industriels, le repavage et les frais généraux corporatifs.*

[235] Énergir souligne que, conformément à la décision D-2023-116[148], le plan de développement 2026-2027 ne prend pas en compte les ventes sans raccordement.

[236] En considérant les ventes sans raccordement, l'IP du plan de développement passe de 1,3 à 1,7, dépassant ainsi le seuil minimal de 1,3 exigé par la Régie dans sa décision D-2018-080[149].

[237] Conformément à la décision D-2024-113[150], le PMT de 1 pour le plan de développement 2026-2027 ne prend pas en compte les ventes sans raccordement. Si l'on

147 Pièce B-0044, p. 1.

148 Dossier R-4213-2022 Phase 2, décision D-2023-116, p. 20, par. 64.

149 Dossier R-3867-2013, D-2018-080, p. 80, par. 336.

150 Dossier R-4257-2024, D-2024-113, p. 80, par. 270.

considère les ventes sans raccordement, le PMT du plan de développement demeure à 1 et se situe sous le seuil maximal de 18 ans exigé par la Régie dans sa décision D-2018-080[151].

[238] De plus, dans sa décision D-2024-113[152], la Régie demandait à Énergir de justifier toute modification du taux des *frais généraux entrepreneurs* (FGE) d'une année à l'autre. Le taux FGE a subi une augmentation en 2026-2027 par rapport à 2025-2026, passant de 26,27 % à 26,47 %. Pour l'année 2026-2027, l'application de la FVC a permis à Énergir de majorer le montant associé aux FGE de 2,46 %, soit le taux de croissance de l'IPC applicable dans la FVC.

[239] La stabilité du taux pondéré des services entrepreneurs, et l'indexation des autres variables à l'IPC selon la méthode de la FVC ont pour effet de faire augmenter, de façon très modeste, le taux FGE pour 2026-2027 par rapport à 2025-2026.

[240] La Régie constate qu'en incluant les ventes sans raccordement, le plan de développement 2026-2027 respecte les critères établis dans la décision D-2018-080, soit un IP plus grand que 1,3. **En conséquence, la Régie prend acte de la rentabilité du plan de développement 2026-2027 et approuve un taux de FGE de 26,47 % pour l'année tarifaire 2026-2027.**

5.2 PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT À LA DÉCARBONATION

[241] Dans sa décision D-2026-011, la Régie demandait à Énergir de fournir le montant total en subventions d'encouragement à la décarbonation ainsi que celui du surcoût du GSR assumé par tout client ayant un engagement de cinq ans[153].

[242] Depuis l'entrée en vigueur du PED, le montant total de subventions pour le GSR est de 1 161 387 $ et celui du surcoût du GSR assumé par les clients ayant un engagement de

---

151 Dossier R-3867-2013, D-2018-080, p. 82, par. 348.

152 Dossier R-4257-2024, décision D-2024-113, p. 80, par. 272.

153 Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2026-011, p. 88, par. 326.

cinq ans est de 22 013 823 $. Le montant du surcoût du GSR correspond aux coûts de socialisation évités. Énergir présente un tableau indiquant les détails de ces montants[154].

5.3 POSITION DES INTERVENANTS

ACIG

[243] L'ACIG est d'avis que ce suivi répond à la demande formulée par la Régie et qu'il doit être reconnu comme tel. Pour l'ACIG, cette conformité n'empêche pas une analyse complémentaire de l'utilité commerciale du programme. Pour comparer le PED aux autres moyens de réduction de la socialisation, il serait utile de distinguer les achats qui auraient eu lieu sans aide financière des volumes véritablement créés par le programme et d'établir le coût net par mètre cube additionnel. Cette information n'était pas comprise dans la demande précise de la Régie. Selon l'intervenante, elle devient nécessaire dès lors que le PED est invoqué comme un élément central de la stratégie commerciale[155].

RTIEÉ

[244] Le RTIEÉ propose notamment qu'Énergir présente un suivi distinct des volets GSR et biénergie du PED dans le cadre du rapport annuel, un suivi des engagements volontaires de cinq ans ainsi qu'une analyse des coûts et bénéfices du programme[156].

5.4 OPINION DE LA RÉGIE

[245] **La Régie prend acte du suivi de sa décision D-2026-011, au paragraphe 326, et s'en déclare satisfaite.**

---

154 Pièce B-0043, p. 3 et 4.
155 Pièce C-ACIG-0014, p. 19.
156 Pièce C-RTIEÉ-0034, p. 31.

[246] Elle juge que les suivis demandés par l'ACIG et le RTIEÉ ne sont pas nécessaires, puisque le suivi au dossier actuel, présentant le montant total en subventions d'encouragement à la décarbonation ainsi que celui du surcoût du GSR assumé par tout client ayant un engagement de cinq ans, est suffisant pour apprécier la rentabilité du programme.

6 COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP) ET COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL (CASS)

6.1 CASEP

[247] Énergir a cessé d'offrir son programme CASEP sur les nouvelles ventes depuis le 1er mai 2025, à la suite de la directive du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (MELCCFP). Toutefois, Énergir a continué de verser des subventions sur les ventes signées avant cette date afin de respecter ses engagements[157]. Dans sa décision D-2025-105, la Régie a demandé à Énergir de conserver un montant nécessaire pour couvrir les engagements pris avant le 1er mai 2025 et d'inclure le solde du CASEP non engagé dans le revenu requis de 2025-2026[158].

[248] En suivi de la décision D-2025-105[159], Énergir a inclus un montant de 906 539 $, correspondant au solde du CASEP non engagé, dans le revenu requis de 2025-2026. En considérant les intérêts prévus pour l'exercice 2025-2026, le solde du CASEP au 30 septembre 2026 est estimé à 717 029 $.

[249] Dans le cadre du dossier tarifaire 2026-2027, Énergir a analysé les ventes associées au solde du CASEP au 30 septembre 2026. Elle a déterminé qu'un montant de 667 776 $ correspondait désormais au montant non engagé du CASEP. Ce montant a été inclus dans le revenu requis de l'année 2026-2027. Si aucun montant provenant du CASEP associé aux

157 Pièce B-0047, p. 2.
158 Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2025-105, p. 41, par. 124.
159 Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2025-105, p. 41, par. 124.

ventes signées avant le 1er mai 2025 n'est versé d'ici la fin de l'année 2026-2027, le solde du CASEP avant intérêt au 30 septembre 2027 sera donc de 49 253 $.

[250] **La Régie est d'avis que les informations fournies par Énergir sont conformes à sa décision D-2025-105. En conséquence, elle prend acte du suivi relatif au CASEP.**

6.2 CASS

6.2.1 POSITION D'ÉNERGIR

[251] Dans le cadre du dossier tarifaire 2024-2025, Énergir a fait part de son intention de renforcer son soutien à l'égard des ménages à faible revenu ainsi que des clients en difficulté de paiement.

[252] Depuis cette annonce, Énergir a amorcé plusieurs démarches. Un comité de gouvernance interne a entre autres été mis sur pied afin de soutenir cette réflexion et de guider les actions à déployer. Énergir a aussi renforcé la formation offerte aux agents des comptes à recevoir, qui sont appelés à interagir avec cette clientèle et à en reconnaître les besoins particuliers. Elle a également annoncé une bonification de l'information disponible sur son site web au cours de l'été 2026 afin de mieux outiller les clients concernés.

[253] Énergir examine également les pratiques mises en œuvre par d'autres organisations et juridictions en matière de soutien aux clientèles vulnérables, dans le but d'identifier des approches pertinentes qui pourraient être adaptées à son contexte. Cette démarche vise à orienter graduellement les actions de l'entreprise et à renforcer la cohérence de ses interventions.

[254] Les démarches entreprises par Énergir s'inscrivent dans une réflexion plus large que le programme CASS et visent à prendre en compte, de façon globale, des enjeux auxquels sa clientèle peut faire face. Cette analyse lui permettra d'examiner différentes avenues d'intervention et, le cas échéant, d'envisager des ajustements à ces programmes déjà offerts dans le respect du cadre réglementaire applicable.

[255] Depuis le dossier tarifaire 2022-2023, Énergir applique une majoration supplémentaire de 20 % aux seuils d'admissibilité du programme CASS afin d'élargir l'accès au programme pour les clients en situation de vulnérabilité financière. Cette majoration a été autorisée par la Régie dans ses décisions D-2022-123[160], D-2023-127[161], D-2024-113[162] et D-2026-011[163].

[256] Selon Énergir, les motifs ayant justifié l'approbation et la reconduction de cette majoration lors des dossiers tarifaires antérieurs demeurent inchangés. Plus particulièrement, le contexte économique n'est pas plus favorable que les années précédentes et le solde du CASS est encore à un niveau élevé[164].

[257] Dans ce contexte, Énergir demande à la Régie de reconduire, pour l'année tarifaire 2026-2027, la majoration supplémentaire de 20 % aux seuils d'admissibilité du programme CASS, selon les mêmes modalités que celles approuvées lors des dossiers tarifaires précédents.

[258] Énergir considère qu'elle doit pouvoir s'appuyer sur l'ensemble des leviers disponibles afin de favoriser la promotion et l'accessibilité des programmes venant en aide aux ménages à faible revenu. À cet égard, dans le cadre du dossier tarifaire 2023-2024[165], la Régie avait approuvé un projet pilote visant l'octroi d'un soutien financier aux associations coopératives d'économie familiale (ACEF) desservant le territoire d'Énergir pour une période de deux ans. Énergir souligne que la Régie a déjà approuvé le maintien du soutien financier en lien avec le programme CASS jusqu'au dépôt d'une nouvelle proposition. De ce fait, Énergir estime que la collaboration avec les ACEF demeure pertinente et souhaite la poursuivre afin de renforcer la visibilité du programme CASS et de poursuivre les efforts déjà entrepris pour mieux joindre les clients en situation de besoin.

---

160 Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision D-2022-123, p. 97, par. 394.
161 Dossier R-4213-2022 Phase 2, décision D-2023-127, p. 81, par. 333.
162 Dossier R-4257-2024, décision D-2024-113, p. 98, par. 337.
163 Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2026-011, p. 93, par. 344.
164 Pièce B-0049, p. 3.
165 Dossier R-4213-2022 Phase 2, décision D-2023-127, p. 81, par. 333.

6.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[259] Seule OC se prononce sur la question. Elle recommande d'approuver la reconduction, pour l'année tarifaire 2026-2027, de la majoration temporaire de 20 % des seuils d'admissibilité du CASS et du soutien financier accordé aux ACEF. De plus, l'intervenante accueille favorablement la réflexion plus large amorcée par Énergir sur les enjeux touchant les ménages à faible revenu et réitère sa disponibilité à contribuer à cette réflexion[166].

6.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[260] La Régie juge satisfaisants les motifs énoncés par Énergir en appui à ses propositions. De plus, elle note l'appui d'OC à l'égard de celles-ci. **En conséquence, la Régie reconduit l'élargissement temporaire du seuil d'admissibilité au programme CASS ainsi que la proposition de soutien financier aux associations de consommateurs pour l'année 2026-2027.**

7 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

7.1 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ) 2026-2027

7.1.1 POSITION D'ÉNERGIR

[261] Le 1er mai 2025, Énergir a obtenu l'approbation du MELCCFP pour ses programmes d'efficacité énergétique et les budgets associés pour les années 2024-2025 à 2028-2029. Cette approbation couvrait également des modifications aux modalités de certains volets du PGEÉ qui ont été implantées en 2025. À l'automne 2025, Énergir a présenté au MELCCFP une version à jour de ses prévisions du PGEÉ pour les années 2026-2027 à 2028-2029. Le 12 février 2026, Énergir a obtenu l'approbation du MELCCFP pour ses

166 Pièce C-OC-0018, p. 23.

programmes d'efficacité énergétique et les budgets associés pour les années 2026-2027 à 2028-2029.

[262] Énergir soumet à la Régie ses prévisions du PGEÉ pour l'année 2026-2027 ainsi que les informations pertinentes pour lui permettre d'intégrer les coûts du PGEÉ au revenu requis en distribution[167], dont les résultats des tests de rentabilité pour le PGEÉ 2026-2027[168].

[263] Pour le test décisionnel, le test du coût total en ressources avec bénéfice non énergétique (« TCTR avec BNÉ »), le ratio est de 2,94 pour l'ensemble du PGEÉ. Seuls les programmes *Soutien MFR, Innovation efficace*, et *Sensibilisation* affichent une rentabilité inférieure à 1,00. Ce résultat s'explique par le fait que les économies d'énergie pouvant découler de ces initiatives ne leur sont pas associées directement, ou en raison de la nature des projets soutenus dans le cadre de ces programmes (projets de démonstration ou d'expérimentation).

[264] Énergir propose de tenir compte des orientations du PGIRE dans le cadre de l'élaboration des prévisions du PGEÉ pour les années 2027-2028 et suivantes. Les impacts tarifaires seront présentés à la Régie dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire pour lui permettre d'intégrer les coûts du PGEÉ au revenu requis en distribution en phase avec ces orientations[169].

[265] Dans sa décision D-2026-011, la Régie approuvait l'allongement de 10 à 15 ans de la période d'amortissement des aides financières versées après le 1er octobre 2025. En tenant compte de cette décision, l'impact tarifaire du PGEÉ pour l'année 2026-2027 est de 0,74 %[170].

---

167 Pièce B-0149.
168 Pièce B-0149, p. 15.
169 Pièce B-0149, p. 8 et 9.
170 Pièce B-0149, p. 15 et 16.

7.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

GRAME

[266] Le GRAME est d'avis que le TCTR avec BNÉ aurait avantage à être mis à jour régulièrement en fonction, notamment, de l'évolution de la littérature et des connaissances liées à une pondération raisonnable de ses bénéfices. Le GRAME recommande de demander à Énergir de poursuivre ses recherches en ce domaine et de mettre à jour, le cas échéant, le TCTR avec BNÉ.

[267] Aux fins du processus d'évaluation de l'atteinte des résultats par le PGIRE, le GRAME recommande qu'Énergir présente, au prochain dossier tarifaire, une estimation de la trajectoire des résultats en efficacité énergétique de son PGEÉ à l'horizon 2030.

[268] Considérant l'approbation des programmes en efficacité énergétique du PGEÉ, pour les années 2026-2027 à 2028-2029 par le MELCCFP et considérant les résultats des tests économiques, le GRAME recommande à la Régie d'intégrer le budget global du PGEÉ au revenu requis en distribution, totalisant 68,6 M$ pour les aides financières et les dépenses d'exploitation[171].

OC

[269] OC recommande à la Régie de prendre acte du budget global du PGEÉ présenté par Énergir pour l'année 2026-2027 et d'en permettre l'intégration au revenu requis. Toutefois, elle recommande à la Régie de demander les éléments suivants à Énergir[172] :

- Tenir compte, dans ses prochaines prévisions budgétaires relatives aux volets Thermostats intelligents de ses programmes *Appareils efficaces - résidentiel et Appareils efficaces - affaires*, des informations disponibles concernant la non-admissibilité des participants en biénergie au programme de thermostats gratuits d'Hydro-Québec;

---

171 Pièce C-GRAME-0013, p. 46 et 47.

172 Pièce C-OC-0018, p. 23.

- Que les prochains suivis des résultats distinguent, lorsque possible, les aides financières accordées aux participants en biénergie de celles versées aux autres participants, afin de faciliter l'évaluation des mesures associées à cette clientèle et d'améliorer la qualité des prévisions utilisées aux fins de l'établissement du revenu requis.

RTIEÉ

[270] Le RTIEÉ recommande à la Régie d'approuver les budgets du PGEÉ 2026-2027 aux fins de leur intégration au revenu requis. De plus, l'intervenant recommande également qu'Énergir bonifie, dans ses prochains dossiers tarifaires, la documentation des hypothèses de prévision, des changements méthodologiques et des principaux indicateurs de performance utilisés pour établir les économies d'énergie, les niveaux de participation et les budgets des différents programmes, afin de faciliter l'analyse de la preuve et la comparaison des résultats d'une année à l'autre[173].

7.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[271] La Régie rappelle que son examen du PGEÉ s'exerce dans le cadre de sa compétence tarifaire, aux fins de l'intégration de son budget au revenu requis. Elle ne retient donc pas les recommandations des intervenants visant des informations supplémentaires, qu'elle ne juge pas requises à l'exercice de cette compétence.

[272] La Régie constate qu'Énergir tiendra compte des orientations du PGIRE dans le cadre de l'élaboration des prévisions du PGEÉ pour les années 2027-2028 et suivantes. Les impacts tarifaires seront présentés dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire afin de permettre l'intégration des coûts du PGEÉ au revenu requis en distribution en phase avec ces orientations.

---

173 Pièce C-RTIEÉ-0034, p. 33.

[273] **Aux fins de l'établissement des tarifs pour l'année 2026-2027, la Régie prend acte du budget global du PGEÉ à 68,6 M$, incluant 61,7 M$ en aides financières et 6,9 M$ en dépenses d'exploitation.**

7.2 SUIVI DE LA DÉCISION D-2023-068 PORTANT SUR LES AIDES FINANCIÈRES DE LA BIÉNERGIE

7.2.1 POSITION D'ÉNERGIR

[274] Au printemps 2025, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité (HQD) annonçait la gratuité des thermostats intelligents pour ses clients. Énergir présume que cette offre d'HQD pourrait être offerte aux clients en mode biénergie, rendant ainsi caduque la participation de ces mêmes clients aux volets Thermostats intelligents (résidentiel et affaires) d'Énergir. Ainsi, pour l'année 2026-2027, Énergir a établi à zéro sa prévision du nombre de participants en mode biénergie pour ces volets.

[275] De plus, Énergir rappelle que la Régie a pris acte de la fin du volet Chaudière à condensation, qui acceptait également des clients en mode biénergie. Pour l'année 2026-2027, Énergir ne prévoit donc aucune aide financière en soutien à l'achat d'équipements servant à la biénergie dans ses prévisions du PGEÉ[174].

[276] Quant aux montants versés par le gouvernement pour financer la clientèle souhaitant faire l'achat d'équipements servant à la biénergie, les données publiques en provenance du site du MELCFPP fournies par Énergir n'existent plus. Après vérification d'Énergir auprès du Ministère, les mesures visant la biénergie pour l'année financière 2024-2025 du gouvernement ont été intégrées aux budgets des programmes Chauffez-vert et ÉcoPerformance. Par conséquent, il n'y a plus de données équivalentes à celles de l'année financière 2023-2024.

[277] Énergir souligne également que, le 10 avril 2026, le MELCCFPP annonçait l'octroi d'un soutien financier à Énergir pour la mise en œuvre d'un programme d'aide financière

---

174 Pièce B-0048, p. 2, référant au dossier R-4288-2024, décision D-2025-067, par. 133.

visant l'implantation de systèmes de chauffage biénergie, tant dans le secteur résidentiel que dans les secteurs commercial et institutionnel. Ce nouveau programme, en vigueur depuis le 1er avril 2026 chez Énergir, remplace les programmes Chauffez-vert (volet passage à la biénergie électricité-gaz naturel) et ÉcoPerformance (volet implantation biénergie secteur commercial et institutionnel) et favorisera le déploiement de l'offre biénergie tout en simplifiant le processus administratif pour la réalisation des projets admissibles. Les sommes allouées par le MELCCFPP à Énergir sont de 163,4 M$ pour les trois prochaines années, incluant les frais de gestion d'Énergir. Il est à noter que selon Énergir, aucun impact tarifaire n'est envisagé pour ce nouveau programme, lequel est entièrement financé par le MELCCFP[175].

7.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[278] La Régie est d'avis que les informations fournies sont conformes à celles demandées dans sa décision D-2023-068, au paragraphe 184[176]. De plus, en ce qui a trait à la recommandation d'OC de maintenir ce suivi, la Régie note qu'Énergir ne demande pas d'y mettre fin. **En conséquence, elle prend acte de ce suivi et s'en déclare satisfaite.**

8 STRATÉGIE D'ACHATS DES DROITS D'ÉMISSION DE GES

[279] En vertu du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*[177] (RDOCECA) et du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*[178] (RSPEDE), Énergir doit déclarer annuellement ses émissions de GES assujetties. Elle doit également remettre au gouvernement du Québec une quantité de droits d'émission équivalente à

175 Pièce B-0048.
176 Dossier R-4169-2021 Phase 2, décision D-2023-068, p. 50, par. 184.
177 RLRQ, c. Q-2, r. 15.
178 RLRQ, c. Q-2, r. 46.1.

ses émissions de GES déclarées et vérifiées, sauf exception, au plus tard le 1er novembre suivant la fin de chaque période de conformité[179].

[280] Suivant l'article 32 du RSPEDE, un participant peut détenir un nombre maximal d'unités d'émission. Lorsque la limite de possession est dépassée, l'émetteur ou le participant doit, dans les cinq jours ouvrables de ce dépassement, se départir des droits d'émission excédentaires.

[281] Le *Compliance Instrument Tracking System Service* (CITSS) assure le suivi des droits d'émission, à partir de leur création par les gouvernements participants, en passant par la propriété puis le transfert par les émetteurs réglementés de GES et les autres participants volontaires et généraux au marché, et ce, jusqu'à leur retrait final[180].

[282] Dans ses décisions D-2022-123 et D-2023-127[181], 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.

[283] Or, le gouvernement du Québec a présenté en 2023 des propositions d'amendements au RSPEDE. Ces propositions se retrouvent dans le *Règlement modifiant le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (le Règlement modifiant le RSPEDE), édicté le 26 août 2026[182].

[284] Ces modifications ont notamment pour effet de réduire à deux ans les deux prochaines périodes de conformité et de diminuer la limite d'utilisation des crédits compensatoires (CC) à 6 % à partir de 2027.

[285] En parallèle, le gouvernement de la Californie a entrepris, dès 2023, des travaux visant à modifier certains paramètres du SPEDE. Parmi les modifications envisagées, on

---

179 Pièce B-0125, p. 3.

180 *Système de suivi des droits d'émission*.

181 Dossiers R-4177-2021 Phase 2, décision D-2022-122, par. 402 et R-4213-2022 Phase 2, décision D-2023-127, p. 90, par. 372.

182 Décret 1252-2026 du 12 août 2026, *Gazette officielle du Québec* nº 34 du 26 août 2026, p. 5224.

note la réduction de la période de conformité de trois à deux ans, comme au Québec, ainsi que le retrait d'unités d'émission.

8.1 MARCHÉ DU CARBONE

8.1.1 ÉVOLUTION RÉCENTE

[286] Énergir indique que les prix finaux des ventes aux enchères ont fortement augmenté entre la fin de 2022 et le début de 2024. Le niveau des prix s'est ensuite replié, puis stabilisé à des niveaux autour du prix plancher en 2025 et 2026. Les prix des unités des millésimes présent et futur ont suivi une trajectoire similaire. Selon Énergir, les prix proches du prix plancher reflètent l'attentisme du marché dans un contexte de révision du RSPEDE, tant en Californie qu'au Québec. Ce même attentisme est constaté sur le marché secondaire[183].

[287] En complément des unités d'émission vendues aux enchères ou sur le marché secondaire, les CC constituent un levier de conformité au Québec pouvant couvrir, jusqu'à présent, jusqu'à 8 % des obligations des émetteurs assujettis par période de conformité. Selon Énergir, la diminution de la limite de l'utilisation des CC à 6 % pourrait avoir l'effet d'augmenter la demande et, potentiellement, le prix des unités d'émission. Le Règlement modifiant le RSPEDE ne prévoit pas d'augmentation proportionnelle au nombre d'unités d'émission disponibles[184].

[288] Les CC produits au Québec se comparent étroitement à ceux de la Californie. Ces derniers subissent également une pression à la baisse. Énergir explique que ce recul s'explique par le contexte d'attentisme réglementaire. Avec les modifications réglementaires proposées à partir de 2027, la valeur des CC du Québec pourrait augmenter et différer de celles des CC de la Californie.

---

183 Pièce B-0125, p. 11 à 15.

184 Pièce B-0143, p. 3 et 4, réponse à la question 1.1.

8.1.2 HORIZON 2027-2030

[289] Énergir souligne la volonté des gouvernements du Québec et du Canada de réduire les émissions de GES, bien que les échéanciers aient été repoussés à 2035 et 2040, respectivement[185]. Selon elle, le gouvernement du Québec compte notamment sur les revenus du SPEDE pour financer les mesures requises pour atteindre la cible de réduction des GES. Par ailleurs, l'équivalence du SPEDE avec le cadre fédéral avait déjà été reconnue jusqu'en 2030. Bien que le cadre fédéral se soit assoupli depuis mai 2026, cette équivalence n'est pas remise en question.

[290] À l'horizon 2030, le système de la *Western Climate Initiative* est appelé à connaître une évolution structurante avec la possible intégration de l'État de Washington au marché du carbone Québec-Californie. Le programme *Cap-and-Invest* de Washington affiche actuellement des prix plus élevés. Énergir y entrevoit un possible effet de convergence des prix des unités d'émission après l'intégration des deux marchés. Elle précise qu'au 2 juillet 2026, les prix des unités d'émission sur le marché secondaire du Québec et de la Californie sont de l'ordre de 32,47 $US, alors que celui dans le marché de l'État de Washington est de l'ordre de 52,50 $US[186].

[291] Dans ce contexte, Énergir est d'avis que le SPEDE demeurera en place d'ici 2030 et s'attend à des niveaux de prix beaucoup plus élevés que ceux observés actuellement dans le marché.

[292] Pour établir ses prévisions de prix des unités d'émission à l'horizon 2030, Énergir s'est appuyée sur deux principales sources de données, soit celles des firmes ClearBlue Markets (CBM) et cCarbon. Compte tenu de leur convergence et de leurs tendances similaires à long terme, Énergir utilise la moyenne des deux séries de données pour ses prévisions[187]. Elle juge que cette approche réduit l'impact des écarts entre les deux prévisions, en s'appuyant sur une valeur centrale représentative de leur évolution commune.

---

185 Pièce B-0125, p. 16 à 18.

186 Pièce B-0142, p. 13, réponse à la question 3.3.3.

187 Pièces B-0125 et B-0124 (confidentielle), p. 22.

[293] Énergir a retenu les prévisions de ces deux organisations car elles suivent de près les marchés du SPEDE au Québec et du Cap & Invest en Californie au sein de la Western Climate Initiative (WCI) et bénéficient d'une expertise reconnue dans ces marchés et dans les marchés du carbone en général. Leurs expertises reposent sur une connaissance approfondie des dynamiques du marché et sur l'utilisation d'outils de modélisation. De plus, ces firmes travaillent ou ont travaillé avec plusieurs acteurs majeurs du marché[188]. De plus, bien que leurs prévisions diffèrent sur le niveau des prix, elles présentent des tendances similaires jusqu'en 2030[189].

[294] Énergir mentionne qu'une fois les modifications réglementaires adoptées au Québec et en Californie, les prévisionnistes anticipent que le marché, jusqu'à présent en surallocation d'unités d'émission, deviendra plus contraignant.

8.2 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[295] En amont de l'édiction du Règlement modifiant le RSPEDE, Énergir jugeait pertinent de s'assurer d'anticiper les impacts de ces modifications sur la stratégie de couverture déjà autorisée et de permettre à la Régie de rendre une décision sur la stratégie de couverture pour la période de conformité 2029-2030, sous réserve de l'adoption des modifications aux périodes de conformité telles que présentées.

8.2.1 PÉRIODE DE CONFORMITÉ 2027-2028

[296] La réduction de la durée de la période de conformité de 2027-2029 à 2027-2028, fait baisser la prévision des émissions de GES à couvrir[190]. Le tableau A.1, présenté en annexe et produit par la Régie à partir de la preuve d'Énergir, illustre les unités d'émission acquises et requises pour réaliser les stratégies approuvées des périodes de conformité 2024-2026 et 2027-2028.

---

188 Pièce B-0142, p. 12, réponse à la question 3.1.

189 Pièce B-0125, p. 22.

190 Pièces B-0125, p. 9 et pièce confidentielle B-0124, p. 23.

8.2.2 PÉRIODE DE CONFORMITÉ 2029-2030

[297] Énergir anticipe des émissions totales à couvrir de 10 406 866 tonnes de GES pour la période de conformité 2029-2030[191]. Le tableau A.2, en Annexe, illustre les unités d'émission acquises et requises pour réaliser la stratégie recommandée.

8.3 POSITION DE LA FCEI

[298] La FCEI recommande de rejeter la stratégie proposée par Énergir et d'adopter plutôt celle qu'elle propose[192], laquelle est illustrée en annexe 1 de la présente décision.

8.4 OPINION DE LA RÉGIE

[299] La Régie note qu'Énergir prévoit [redacted] **Ainsi, la Régie prend acte de la modification de la durée des périodes de conformité introduite par les modifications proposées au RSPEDE, ainsi que de l'impact de la modification proposée de la durée de la période de conformité 2027-2029 à 2027-2028 sur la réalisation de la stratégie d'achat autorisée par la Régie par la décision D-2023-127.**

[300] Pour la période de conformité 2029-2030, la Régie est d'avis que les tendances récentes sur le marché du carbone et la hausse incontournable du prix plancher justifient une stratégie comme celle proposée par Énergir.

---

191 Pièce B-0125, p. 10.

192 Pièce C-FCEI-0019, p. 9.

[301] La Régie reconnaît le mérite de l'approche proposée par la FCEI, [redacted] Toutefois, elle considère opportun et prudent de permettre à Énergir de conserver une certaine marge de manœuvre. Elle retient que le marché du SPEDE subit les impacts d'évènements politiques, réglementaires, économiques et financiers [redacted][193].

[302] La Régie considère que la stratégie proposée par Énergir pour 2029-2030 lui permet de respecter ses obligations en regard du SPEDE. Elle lui permet également de conserver une certaine flexibilité afin de profiter d'éventuelles opportunités de marché, tout en limitant l'impact sur la facture de ses clients. **En conséquence, elle approuve la stratégie de couverture proposée par Énergir pour la période de conformité 2029-2030.**

9 REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE

9.1 REVENU REQUIS

[303] Pour l'ensemble des services dont les tarifs sont fixés annuellement, à l'exception du service de fourniture de GSR, Énergir demande à la Régie, pour l'année 2026-2027, d'approuver un revenu requis auprès de la clientèle règlementée qu'elle révise à 1 286 449 000 $[194]. Énergir demande également à la Régie d'autoriser des dépenses d'exploitation qu'elle révise à 268 914 000 $ pour le service de distribution.

[304] Le tableau suivant présente, par service, le revenu requis révisé de la clientèle réglementée soumis pour approbation pour l'année 2026-2027, en comparaison avec le revenu requis autorisé de l'année 2025-2026.

193 Pièces B-0125, p. 11 à 18, et B-0211, p. 4 (confidentielle).

194 Pièce B-0196, p.1.

TABLEAU 5[195]

REVENU REQUIS PAR SERVICE POUR 2026-2027 ET COMPARATIF AVEC 2025-2026

Revenu requis de la clientèle réglementée par service (*en millions de $*)	Montants établis selon indexation coût de service de base 2026-2027			Projection distincte 2026-2027	Revenu requis 2026-2027 demandé	Revenu requis 2025-2026 D-2025-105	Hausse (baisse) 2026-2027 vs 2025-2026	
	Dépenses	Rendement	Total					
Distribution	541,1	154,9	695,9	(6,8)	689,1	729,1	(40,0)	-5,5%
SPEDE				7,6	7,6	9,7	(2,1)	-21,7%
Transport				130,3	130,3	136,8	(6,5)	-4,7%
Équilibrage saisonnier	3,3		3,3	207,1	210,3	164,2	46,2	28,1%
Équilibrage flexibilité opérationnelle				8,0	8,0	12,1	(4,0)	-33,5%
Frais de socialisation du GSR				241,0	241,0	55,8	185,2	332,0%
Revenu requis	**544,4**	**154,9**	**699,2**	**587,2**	**1 286,4**	**1 107,7**	**178,8**	**16,1%**

[305] Le revenu requis de la clientèle réglementée est établi après soustraction de la contribution GES payable par Hydro-Québec, au montant de 6,0 M$, ainsi que des coûts d'utilisation de l'usine LSR remboursés par le client GM GNL totalisant 7,1 M$, lesquels sont soumis pour approbation.

[306] Pour le service de distribution, Énergir révise le revenu requis à 689,1 M$ afin d'intégrer les effets de la décision D-2026-076 portant sur la FVC applicable au présent dossier[196]. Elle révise également les frais de socialisation du GSR pour l'année 2026-2027 afin de tenir compte, d'une part, des décisions D-2026-059 et D-2026-064[197] et, d'autre part, de la mise à jour du prix du GSR découlant de l'intégration d'un revenu net additionnel issu de la vente des UC.

[307] Pour l'année 2026-2027, Énergir établit à 7,066 M$ le coût de l'utilisation de l'usine LSR à rembourser par le client GM GNL[198]. Elle soumet que ce coût reflète les modalités d'application de la méthode d'établissement du coût d'utilisation de l'usine LSR par l'activité non réglementée approuvée dans les décisions D-2020-039, D-2020-113, D-2021-140, D-2022-123 et D-2022-136[199].

---

195 Pièce B-0196 et dossier R-4287-2024 Phase 2, pièce B-0122.

196 Pièce B-0187, référant au dossier R-4287-2024 Phase 3, décision D-2026-076.

197 Pièce B-0158, référant aux dossiers R-4320-2025, décision D-2026-059, et R-4328-2025, décision D-2026-088, p. 6.

198 Pièce B-0072, annexe 1, p. 4 et 5.

199 Pièce B-0072, p. 3.

9.2 AJUSTEMENT TARIFAIRE

[308] En tenant compte de la prévision des ventes en 2026-2027 et des revenus découlant de l'application des tarifs 2025-2026, Énergir révise l'ajustement tarifaire global à 162,8 M$, soit une hausse moyenne de 14,49 %. Cette hausse annuelle moyenne est répartie entre les services comme indiqué au tableau suivant.

TABLEAU 6[200]

AJUSTEMENT TARIFAIRE PAR SERVICE POUR L'ANNÉE 2026-2027

Service *(En millions de $)*	Distribution (D)	SPEDE (S)	Transport (T)	Équilibrage (É)	Socialisation du GSR	TOTAL
Revenu requis	689,1	7,6	130,3	218,4	241,0	1 286,5
Tarifs 2025-2026 [1]	732,3	7,5	138,9	187,8	57,1	1 123,7
Ajustement tarifaire	(43,2)	0,1	(8,6)	30,6	183,9	162,8
Ajustement tarifaire en %	-5,90%	0,77%	-6,19%	16,28%	322,08%	14,49%

Les écarts observés sont dus aux arrondis.

Note 1 : Les tarifs 2025-2026 sont appliqués aux volumes projetés de l'année 2026-2027.

9.2.1 SERVICE DE DISTRIBUTION

[309] Énergir explique la baisse tarifaire au service de distribution de 43,2 M$, ou - 5,90 %, principalement par la diminution des montants provenant des années antérieures à récupérer ou à remettre à la clientèle (par le biais de l'amortissement des comptes d'écart et de report (CER)). Ces montants concernent notamment les trop-perçus, le découplage des revenus, les comptes de nivellement des avantages sociaux futurs (ASF) et les comptes de stabilisation de la température. Cette variation à la baisse est partiellement compensée par l'augmentation des composantes du coût de service assujetties aux indices, selon la FVC, et la hausse du rendement sur la BT.

200 Pièce B-0197.

9.2.2 SERVICE DE TRANSPORT

[310] Énergir attribue la baisse tarifaire au service de transport de 8,6 M$, ou - 6,2 %, principalement au trop-perçu de l'exercice 2024-2025 ainsi qu'à la hausse des volumes distribués en 2026-2027.

9.2.3 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE (SAISONNIER ET FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE)

[311] Énergir explique que la hausse tarifaire en équilibrage de 16,3 %, pour l'année 2026-2027, serait due principalement à l'augmentation des coûts résultant du déficit d'approvisionnement sur le réseau de TCPL et du recours au marché secondaire pour satisfaire les besoins de pointe pour l'hiver 2026-2027. Cette augmentation de coûts est partiellement compensée par la hausse des revenus d'équilibrage découlant principalement de l'évolution des paramètres A et P et, dans une moindre mesure, de la hausse des volumes distribués.

9.2.4 FRAIS DE SOCIALISATION DU GSR

[312] Énergir explique la hausse des frais de socialisation du GSR de 183,9 M$ en 2026-2027 par la hausse déjà prévue du seuil du Règlement GSR, qui passe de 2 % en 2023-2024 à 5 % en 2025-2026. Les frais de socialisation du GSR pour l'année 2026-2027 font l'objet de la section 15.2 de la présente décision.

[313] Par ailleurs, comme indiqué dans la décision D-2026-110[201], la suspension de la mesure visant l'obligation d'approvisionnement à 100 % en GSR applicable aux nouveaux raccordements a un impact à la hausse sur les frais de socialisation pour l'année 2026-2027.

---

201 Décision D-2026-110, p. 15.

9.3 POSITION DES INTERVENANTS

[314] L'ACIG recommande à la Régie de réduire les revenus requis de 3,3 M$, soit l'équivalent des coûts prévus liés à la problématique des clients au tarif interruptible considérés comme incapables de s'interrompre. De plus, l'ACIG recommande que ces coûts ne soient pas récupérés, en tout ou en partie, par le biais du mécanisme de partage des surplus et des manques à gagner[202].

9.4 OPINION DE LA RÉGIE

[315] La Régie est d'avis que le revenu requis et l'ajustement tarifaire présentés respectivement aux pièces B-0196 et B-0197 ont été calculés en conformité avec ses décisions antérieures[203]. De plus, elle est satisfaite des explications fournies en lien avec l'application de la FVC. Elle constate toutefois que la décision D-2026-110 a un impact à la hausse sur les frais de socialisation pour l'année 2026-2027 et, conséquemment, sur le revenu requis et l'ajustement tarifaire global. **Ainsi, elle demande à Énergir de déposer, au plus tard 14 jours suivant la présente décision, la mise à jour de ces pièces.**

[316] **La Régie note également que les dépenses d'exploitation ont été établies à l'aide de la formule paramétrique des OPEX, laquelle inclut un facteur de croissance de la clientèle soumis à un plancher de variation de -0,2 %, conformément à sa décision D-2026-059. Elle autorise donc les dépenses d'exploitation de 268 914 000 $.**

[317] Enfin, la Régie ne retient pas la position de l'ACIG. Pour les motifs invoqués au paragraphe 77 de la présente décision, la Régie juge prudent de maintenir les coûts d'approvisionnement prévus pour couvrir d'éventuels retraits interdits. L'absence de clients actuellement identifiés comme incapables de s'interrompre n'exclut pas que de tels retraits pourraient survenir. Elle ne retient donc pas la réduction de 3,3 M$ proposée par l'ACIG[204].

---

202 Pièce C-ACIG-0014, p. 39.

203 Dossiers R-3752-2011 Phase 2, décision D-2011-182, R-3867-2013 Phase 2, décisions D-2020-047 et D-2021-109, R-4320-2025, décision D-2026-059, et R-4287-2024 Phase 3, décision D-2026-076.

204 Pièce B-0181.

[318] **En conséquence, la Régie réserve sa décision sur le revenu requis total et sur l'ajustement tarifaire global dans sa décision finale sur les tarifs.**

[319] **Par ailleurs, considérant que les coûts de l'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL sont établis conformément à la méthode autorisée, la Régie approuve le montant à rembourser totalisant 7,066 M$, tel que proposé par Énergir.**

10 PROJETS D'ACQUISITION OU DE CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS DONT LE COÛT INDIVIDUEL EST INFÉRIEUR AU SEUIL

10.1 PROJETS D'INVESTISSEMENT SOUMIS POUR APPROBATION

[320] Comme mentionné à la section 4.3 de la présente décision, Énergir demande exceptionnellement à la Régie d'autoriser les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M$. Ces projets, destinés à la distribution de gaz naturel, requièrent une autorisation en vertu de l'article 73 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le Règlement)[205]. L'article 5 de ce règlement prévoit notamment ce qui suit :

> 5. Une demande d'autorisation visée au deuxième alinéa de l'article 1 est faite par catégorie d'investissements et doit comporter les informations suivantes:
>
> 1° la description synthétique des investissements et de leurs objectifs;
>
> 2° les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;
>
> 3° la justification des investissements en relation avec les objectifs visés;
>
> 4° l'impact sur les tarifs;
>
> 5° l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel.

[205] RLRQ, c. R-6.01, r. 2.

[321] Elle soumet que les projets d'investissement pour l'année 2026-2027 correspondent essentiellement aux mêmes que ceux ayant été autorisés pour 2025-2026. En effet, les investissements inférieurs au seuil de 4 M$ présentent un caractère récurrent et s'inscrivent ainsi dans les activités annuelles courantes d'Énergir.

[322] Selon Énergir, la Régie peut donc se référer aux informations présentées au dossier tarifaire 2025-2026[206] en ce qui concerne les paragraphes 1, 3 et 5 de l'article 5 du Règlement. Par ailleurs, les coûts de chaque catégorie d'investissements (paragraphe 2 de l'article 5) et l'impact tarifaire (paragraphe 4 de l'article 5) sont générés par l'application de la FVC.

[323] Les montants relatifs à ces projets sont présentés à la section 11.1 de la présente décision.

10.2 PLANIFICATION STRATÉGIQUE DES INVESTISSEMENTS EN ADAPTATION DE RÉSEAU POUR L'INJECTION DE GSR

[324] Dans sa décision D-2024-113[207], la Régie demandait à Énergir d'identifier les zones de consommation où les réseaux à proximité ne pourraient accueillir de nouveaux volumes de GSR sans ajustements hydrauliques.

[325] En suivi de cette décision, Énergir présente l'état de sa planification stratégique des investissements en adaptation de réseau pour l'injection de GSR[208]. Elle indique que chaque projet d'injection en franchise fait l'objet d'une évaluation hydraulique spécifique permettant de déterminer la capacité du réseau à proximité à recevoir le GSR produit et d'identifier les adaptations nécessaires, le cas échéant.

[326] Selon Énergir, aucun enjeu de capacité hydraulique n'est anticipé pour les projets de GSR en exploitation, et ce, pour l'horizon couvert par le plan pluriannuel des investissements. Cette conclusion demeure toutefois conditionnelle à l'évolution de la

---

206 Pièce B-0052, p. 5, référant au dossier R-4287-2024 Phase 2, pièce B-0106.

207 Dossier R-4257-2024, décision D-2024-113, p. 118.

208 Pièce B-0058.

consommation sur les réseaux concernés. À cet égard, Énergir a mis en place une vigie annuelle afin d'évaluer l'impact des variations de volumes sur la capacité des projets à injecter dans le réseau.

[327] Par ailleurs, Énergir a développé une cartographie[209] d'aide à la localisation visant à appuyer le développement coordonné des projets de GSR, particulièrement dans le secteur agricole. Cet outil permet d'identifier les zones propices au développement de projets en fonction de facteurs favorables, notamment la proximité des réseaux d'alimentation et de transmission ainsi que la présence de fortes densités des intrants agricoles.

[328] Elle souligne toutefois que cet outil ne permet pas d'anticiper avec certitude les adaptations au réseau gazier qui pourraient être requises, chaque projet devant faire l'objet d'une analyse spécifique.

[329] **Ainsi, la Régie prend acte du suivi relatif à l'état d'avancement de la planification stratégique des investissements en adaptation de réseau pour l'injection de GSR requis par sa décision D-2024-113, au paragraphe 420, et s'en déclare satisfaite.**

11 BASE DE TARIFICATION

11.1 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION

[330] Pour les projets d'investissement dont le coût individuel est inférieur à 4 M$, Énergir établit à 217,5 M$ le montant des additions à la BT. Il s'agit du montant de 2025-2026 de 212,3 M$[210] indexé à l'IPC de 2,46 %[211], conformément à la FVC approuvée.

---

209 *Gaz naturel renouvelable : Cartographie des facteurs favorables au développement*.

210 Dossier R-4287-2024 Phase 2, pièce B-0106, p. 5, l. 3.

211 Pièce B-0070, l. 5.

11.2 ÉTABLISSEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[331] Énergir demande à la Régie d'établir la BT au montant de 3 176,7 M$ pour l'année témoin 2026-2027, ventilée comme suit.

TABLEAU 7[212]

BASE DE TARIFICATION PAR SERVICE POUR LA PÉRIODE 2025-2026 À 2026-2027

Base de tarification (BT) par service (*en milliers de $*)	Montants établis selon indexation	Projection distincte	BT 2026-2027 demandé	BT 2025-2026 D-2025-105	Hausse (baisse) 2026-2027 vs 2025-2026	
Distribution	2 554 582	196 285	2 750 867	2 647 834	103 033	3,9%
SPEDE	19 014	-	19 014	18 557	457	2,5%
Transport	91	(26 685)	(26 594)	(4 583)	(22 011)	480,3%
Équilibrage saisonnier	95 419	91 702	187 121	203 975	(16 854)	-8,3%
Équilibrage flexibilité opérationnelle	-	40 515	40 515	42 576	(2 061)	-4,8%
Frais de socialisation du GSR	(62)	205 879	205 817	21 466	184 351	858,8%
Total de la base de tarification	**2 669 044**	**507 696**	**3 176 740**	**2 929 826**	**246 914**	**8,4%**

[332] La BT de l'année 2026-2027 présente une croissance de 8,4 % (247 M$) par rapport au montant de l'année 2025-2026.

[333] Concernant le suivi relatif aux dépassements de coûts de projets de plus de 15 % requis par la décision D-2023-102, au paragraphe 177, Énergir, en réponse à la DDR n^{o} 2, fournit une ventilation de l'augmentation des coûts prévus du projet d'investissement visant la station de gaz porté à Saint-Flavien[213].

11.3 OPINION DE LA RÉGIE

[334] La Régie constate que la BT est établie en conformité avec le nouveau cadre réglementaire pour une année intermédiaire d'un cycle pluriannuel.

---

212 Tableau établi à partir de la pièce B-0054 et du dossier R-4287-2024 Phase 2, pièce B-0122, p. 10.

213 Pièce B-0131 p. 20 et 21.

[335] En effet, Énergir a appliqué la FVC approuvée par la Régie dans sa décision D-2026-076 et a procédé à l'indexation des composantes de la BT selon l'IPC (les immobilisations, le fonds de roulement, les développements informatiques et les programmes commerciaux). Elle a établi les autres composantes de la BT avec une projection distincte (les CER, les aides financières du PGEÉ) tel qu'approuvé par la Régie.

[336] De plus, la Régie note que la majorité de la BT de 2026-2027 (84 %) est établie en indexant les montants approuvés en 2025-2026 selon la croissance de l'IPC de 2,46 % conformément à la méthode approuvée par la Régie[214], alors que seulement 16 % de la BT est établie avec une projection distincte[215].

[337] La Régie est satisfaite de l'application conforme de la FVC dans l'établissement de la BT pour l'année intermédiaire 2026-2027 du cycle pluriannuel de deux ans.

[338] En ce qui a trait aux montants de départ, la Régie juge conformes les paramètres actualisés par Énergir à la suite de la décision D-2026-076.

[339] **En conséquence, la Régie autorise pour l'année 2026-2027, les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs inférieurs au seuil, estimés à 217,5 M$, destinés à la distribution de gaz naturel et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application.**

[340] **Elle réserve toutefois sa décision sur l'établissement de la BT dans la décision finale sur les tarifs, considérant que le montant soumis pour approbation n'a pas été révisé suivant la décision D-2026-076[216]. À cet égard, la Régie demande à Énergir d'ajuster sa preuve, au plus tard 14 jours suivant la présente décision.**

---

214 Dossier R-4287-2024, Phase 3, décision D-2026-076.

215 Pièce B-0054, p. 1, (l. 10, c. 7)/(l. 38, c. 7) et (l. 37, c. 7)/(l. 38, c. 7).

216 Pièce B-0187, p. 6.

[341] **La Régie prend acte du dépôt de la mise à jour des tableaux 4 et 5 de la décision D-2015-212 relatifs aux ASF, pour l'année de base et l'année témoin[217], tel que requis par la décision D-2016-156 et s'en déclare satisfaite.**

[342] **Enfin, elle prend acte du suivi relatif aux dépassements de coûts de projets de plus de 15 % requis par la décision D-2023-102, au paragraphe 177, et s'en déclare satisfaite.**

12 STRATÉGIE FINANCIÈRE

12.1 PREUVE D'ÉNERGIR

[343] Dans le cadre de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements, Énergir demande à la Régie, à la suite de la mise à jour des taux, d'établir :

- Le coût en capital prospectif à 6,06 % aux fins du calcul du rendement sur la BT et de l'actualisation des contributions tarifaires;
- À 5,48 % le coût en capital prospectif, après impôts, aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements. Le coût du capital prospectif après impôts doit être comparé au taux de rendement interne du projet, considérant que les flux monétaires des projets n'intègrent pas la notion d'économie d'impôts reliée aux frais financiers[218].

[217] Pièce B-0055.
[218] Pièce B-0059.

12.1.1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2025-043

[344] Dans sa décision D-2025-043[219], la Régie demandait à Énergir de déposer une mise à jour du complément de preuve déposée dans le dossier R-4287-2024, relatif au soutien de sa demande de reconduction du taux de rendement de 8,9 %. Elle lui demandait également de commenter l'opportunité d'établir, pour les prochaines années, un modèle paramétrique pour l'établissement d'un taux de rendement sur les capitaux propres.

[345] Dans le cadre de ce suivi[220], Énergir présente des évaluations quantitative et qualitative du risque. Énergir n'a toutefois pas procédé à une analyse comparative de l'évolution de ses risques par rapport à des entités similaires.

[346] Concernant sa réflexion sur un modèle paramétrique pour établir un taux de rendement, Énergir est d'avis qu'il serait plus approprié de commenter cette possibilité lorsqu'elle déposera les analyses demandées par la Régie dans sa décision D-2026-011 :

> [68] En conséquence de ce qui précède, la Régie considère que lors de l'examen du mode de partage et du mécanisme de découplage pour le service de distribution, le Distributeur devra fournir une analyse complète des impacts de chacun de ces éléments d'encadrements réglementaires, tant pour les clients que pour les actionnaires, depuis l'année 2019-2020.
>
> [69] La Régie demande à Énergir de lui identifier les impacts de ces éléments d'encadrements réglementaires lors de la révision de son taux de rendement. Ainsi, lors de l'examen du mode de partage et du mécanisme de découplage, et de la détermination du taux de rendement, elle lui demande d'identifier les impacts interreliés de ces éléments d'encadrement au niveau de la prise en compte du risque d'affaires du Distributeur et du niveau de risque absorbé par la clientèle[221].

---

219 Dossier R-4287-2024-Phase 1, décision D-2025-043, p. 9, par. 23.

220 Pièce B-0195.

221 Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2026-011, p. 25.

[347] Ainsi, considérant l'analyse détaillée des éléments d'encadrement réglementaire demandée par la Régie lors de la révision du taux de rendement, le Distributeur estime qu'il serait plus approprié de commenter au même moment la possibilité d'utiliser une formule paramétrique pour établir le taux de rendement.

12.2 OPINION DE LA RÉGIE

[348] La Régie constate que les paramètres financiers proposés pour l'année 2026-2027 sont établis en conformité avec ses décisions antérieures[222].

[349] La Régie constate que le calcul du coût en capital prospectif après impôt est établi selon les paramètres autorisés dans sa décision D-2018-061[223].

[350] **En conséquence, pour les projets d'investissements, la Régie établit le coût en capital prospectif à 6,06 % aux fins du calcul du rendement sur la BT et de l'actualisation des contributions tarifaires. Elle établit ce taux à 5,48 % aux fins de l'évaluation de la rentabilité et de la comparaison avec le taux de rendement interne, considérant que les flux monétaires des projets n'intègrent pas la notion d'économie d'impôts reliée aux frais financiers.**

[351] **Concernant le suivi de décision D-2025-043, la Régie prend acte de la mise à jour du complément de preuve et s'en déclare satisfaite. De plus, elle prend également acte du fait qu'Énergir commentera la possibilité d'utiliser une formule paramétrique pour établir son taux de rendement dans l'analyse qu'elle déposera en suivi de la décision D-2026-011.**

---

222 Dossiers R-4287-2024 Phase 1, décision D-2025-043, p. 9, et R-4287-2024 Phase 2, décision D-2025-105, p. 72.

223 Dossier R-3867-2013, décision D-2018-061.

13 INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE

13.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[352] Énergir dépose son programme d'entretien préventif présentant les activités planifiées pour la période d'octobre 2026 à septembre 2027. Ces activités portent sur la protection cathodique, la détection des fuites des conduites, le test d'odorant mensuel et la régulation pré-détente et détente[224].

[353] Le nombre de tâches planifiées par Énergir pour l'année 2026-2027 est de 22 279, soit sensiblement le même que pour l'année précédente (22 286). Ces tâches sont résumées au tableau suivant.

TABLEAU 8[225]

RÉALISATION DU PROGRAMME D'ENTRETIEN PRÉVENTIF 2026-2027

Progr. nº	Tâches	CUMULATIF
R18-002 R18-003	Protection cathodique	10 251
R19-012	Détection fuites conduites (motorisée et pédestre)	5 133
R22-001	Test mensuel d'odorant	5 892
R09-001 R09-002 R11-001	Régulation pré-détente et détente	1 003
TOTAL		**22 279**

[354] Questionnée par le RTIEÉ concernant la prise en compte d'événements climatiques extrêmes, Énergir soumet qu'elle est actuellement à revoir son plan d'entretien préventif pour s'assurer que tous les risques sont bien couverts. Elle apporte également des précisions quant à son programme d'entretien préventif[226].

224 Pièce B-0018.

225 Tableau produit à partir de la pièce B-0018.

226 Pièce B-0141, p. 47 à 49, réponses aux questions à 2.14.1 à 2.14.5.

13.2 POSITION DU RTIEÉ

[355] Le RTIEÉ indique notamment qu'Hydro-Québec, dans ses activités de transport et de distribution (HQTD), a développé une stratégie pluriannuelle de maîtrise de la végétation, identifiant des cycles pendant lesquels l'ensemble de la végétation doit être traitée. Un tel traitement fait partie des démarches qu'Hydro-Québec doit accomplir en vue du maintien de la fiabilité de ses réseaux.

[356] Selon l'intervenant, Énergir devrait s'inspirer de ces visions intégrées de l'entretien préventif en lien avec le maintien de la fiabilité et de l'intégrité de son réseau gazier. Il invite donc la Régie à requérir qu'Énergir lui soumette un suivi quant à la meilleure manière d'intégrer son programme d'entretien préventif à sa stratégie de gestion de ses actifs et de maintien de leur pérennité, en s'inspirant possiblement de ce que fait déjà HQTD[227].

13.3 OPINION DE LA RÉGIE

[357] La Régie est satisfaite des informations fournies par Énergir au présent dossier à l'égard du programme d'entretien préventif. Elle ne retient donc pas la proposition du RTIEÉ.

14 MODIFICATIONS PROPOSÉES AU TARIF DE RÉCEPTION

14.1 CONTEXTE DE LA DEMANDE

[358] Dans sa décision D-2011-108[228], la Régie autorisait la création d'un tarif de réception (D_R) aux fins de récupérer les coûts liés à la réception de gaz naturel offerte à une nouvelle catégorie de clients désignés sous l'appellation « producteurs ». Bien que

---

227 Pièces C-RTIEÉ-0021, p. 75 et 76, et C-RTIEÉ89-0024, p. 30.

228 Dossier R-3732-2010, décision D-2011-108, par. 28 et 103.

certaines modalités aient été modifiées au fil du temps, la structure de ce tarif n'a pas changé. La structure et les modalités actuelles sont illustrées au tableau suivant.

TABLEAU 9[229]

COMPOSANTES DU TARIF D_R PAR CATÉGORIE DE COÛTS

Taux		Catégories de coûts		Détails des coûts
Applicables au point de réception	Volet investissement	A	Coûts reliés aux investissements du poste d'injection et de l'excédent de 1 M$ des conduites et autres actifs de raccordement (terrains, servitudes, etc.)	Planification de projet, acquisition et installation des actifs, dépenses d'amortissement, frais de financement, rendement, impôts
	Volet distribution	C	Coûts de distribution non reliés au réseau gazier	Dépenses d'opération et entretien du poste d'injection
Applicables au point de livraison		B	Coûts du réseau de distribution existant	Utilisation des conduites haute pression pour acheminer le GSR hors de la franchise d'Énergir
		D	Coûts additionnels d'utilisation du réseau de transport TCPL/TQM	Réservation de capacité pour acheminer le GSR à une autre zone de consommation à l'intérieur de la franchise

[359] Dans sa décision D-2024-053[230], la Régie autorisait notamment Énergir, sous certaines conditions, à raccorder l'usine de WM (Waste Management Québec inc.) située à Sainte-Sophie, à des fins d'injection de GSR. Elle autorisait également Énergir à créer un compte de frais reportés (désormais compte d'écart et de report ou CER), portant intérêts, afin d'y comptabiliser les coûts reliés aux actifs nécessaires à cette injection jusqu'à leur récupération par le tarif de réception.

[360] Dans le cadre du dossier tarifaire 2024-2025, Énergir proposait de transférer les coûts supplémentaires de transport de TQM aux clients-consommateurs de GSR, par le biais du tarif de fourniture de GSR, lorsqu'elle est l'acquéreur de cette fourniture. Dans sa décision D-2025-055[231], la Régie rejetait cette proposition et maintenait la récupération

229 Pièce B-0116, p. 4.

230 Dossier R-4244-2023, décision D-2024-053, par. 87 et 89.

231 Dossier R-4287-2024 Phase 1, décision D-2025-055, par. 126, 129 et 131.

de ces coûts par le biais de la catégorie D du tarif de réception. De plus, elle demandait ce qui suit à Énergir :

- Proposer une méthodologie de tarification de ces frais qui tient compte des principes énoncés dans sa décision, dont la causalité des coûts;
- Commenter la possibilité que les coûts et les revenus de la catégorie D du tarif D_R soient fonctionnalisés dans le service de transport et alloués directement au producteur qui cause ce coût.

14.2 PROPOSITION D'ÉNERGIR

14.2.1 ENTENTE AVEC TCPL/TQM

[361] En suivi de la décision D-2025-055, Énergir propose de modifier la composante A et de supprimer la composante D du tarif D_R. Sa nouvelle proposition est issue de ses discussions avec TCPL/TQM[232].

[362] Afin de faciliter sa capacité à raccorder et à transporter tout nouvel approvisionnement en GSR vers les marchés existants de sa franchise, Énergir a convenu d'un processus avec TCPL/TQM. Ce processus s'applique exclusivement au raccordement des projets situés à proximité du réseau TQM, dont un réacheminement du GSR est nécessaire vers les zones de consommation d'Énergir.

[363] En réponse à la DDR n° 3 de la Régie, Énergir confirme qu'advenant une éventuelle incapacité d'une zone de consommation d'absorber tout le GSR injecté par un des actuels producteurs québécois, ce processus s'appliquerait suivant les deux conditions suivantes : l'hydraulique de réseau devra permettre au volume produit de se rendre sur le réseau de TCPL/TQM et un point d'injection devra pouvoir y être créé[233]. En audience, Énergir

---

232 Pièces B-0116, p. 5, B-0131, p. 18 et 19, réponse à la question 9.2, B-0134, p. 52 et 53, réponse à la question 11.4, et B-0141, p. 53, réponse à la question 2.16.2.

233 Pièce B-0174, p. 14, réponse à la question 10.1.

précise que l'entente n'exclut pas de déplacer des volumes d'un point à un autre, même si le producteur est raccordé au réseau d'Énergir[234].

[364] En réponse à la DDR nº 4 de la Régie, Énergir précise que la lettre d'entente ne constitue pas un contrat de transport, mais plutôt une modalité administrative permettant l'utilisation des contrats de transport existants, sans modification des engagements contractuels ou des capacités de transport déjà détenues par Énergir et approuvées par la Régie. Elle permet d'utiliser les contrats de transport existants, dont les paramètres ne changent pas. Ainsi, aucune capacité de transport n'est listée auprès de TQM ou TCPL en lien avec cette lettre d'entente. Au niveau contractuel, toutes les obligations sont celles des contrats existants, qui demeurent indépendants de la lettre d'entente[235].

[365] Pour utiliser le réseau de TQM, Énergir ne paierait pas de coûts de transport mais des coûts d'utilisation du réseau, qu'elle devra acquitter dès le début en un seul paiement. Ces coûts seront pris en charge au moyen d'une lettre d'entente permanente avec TCPL/TQM. Cette entente, déposée au présent dossier[236], permettra à Énergir d'injecter jusqu'à concurrence de 4 % de la capacité contractuelle détenue (la limite maximale), sans devoir souscrire à des contrats de transport. La limite maximale représente celle que TCPL a consentie à Énergir pour les injections de projets de GSR. Si la limite maximale était dépassée, Énergir devrait soit négocier avec TCPL, soit prendre des contrats de transport.

[366] Comme le projet de WM situé à Sainte-Sophie sera raccordé au réseau de TQM, il entre dans l'application de ce processus. Le GSR injecté par WM devra donc être acheminé du réseau de TQM vers les zones de consommation de la franchise d'Énergir. Pour le moment, seul ce projet requiert d'être branché directement au réseau de TQM. À la signature de la lettre d'entente avec cette dernière, Énergir détenait 878 877 GJ/j de contrats fermes. WM prévoit injecter jusqu'à 8 000 GJ/j, ce qui représente moins de 1 % de l'ensemble des contrats fermes. Énergir ne prévoit donc pas de dépassement de la limite d'injection dans les dix prochaines années.

---

234 Pièce A-0035, p. 164.

235 Pièce B-0194, p. 1 et 2, réponses aux questions 1.2 et 1.3.

236 Pièce confidentielle B-0132, réponse à la question 9.1, annexe Q-9.1.

14.2.2 COMPOSANTE A

[367] Les coûts d'utilisation du réseau de TQM, autrement appelés coûts de branchement, sont capitalisables dans les actifs d'Énergir et sont indépendants des volumes injectés[237]. Pour que ces coûts soient entièrement assumés par le producteur, elle propose de les considérer au volet investissement du tarif D_R[238].

[368] En réponse à la DDR n^o 2 du RTIEÉ, Énergir précise pourquoi les coûts de branchement sont capitalisables dans les actifs du Distributeur. Selon les normes comptables, le coût de construction/acquisition d'un actif devrait inclure tous les coûts directs nécessaires afin de rendre l'actif conforme et le mettre dans un état lui permettant d'être exploité comme prévu.

[369] Dans le cas de la conduite de raccordement, elle ne pourrait être exploitée sans son branchement complet et adéquat au réseau de TQM. Les coûts de branchement devraient donc être inclus au coût de l'actif, car ils sont nécessaires pour rendre la conduite dans l'état nécessaire à son exploitation prévue. Énergir ne pourrait exploiter la conduite et fournir le service prévu dans son contrat conclu avec WM sans ce branchement.

[370] Comme pour tous les projets d'injection de GSR, la portion non socialisable des coûts de catégorie A est assumée par le producteur par le biais du tarif de réception, conformément à la décision D-2024-113[239], et les actifs de réception sont capitalisés dans les actifs d'Énergir.

[371] Ainsi, ce ne serait plus les coûts de catégorie D qui seraient modifiés, mais les coûts de catégorie A, par le biais de la portion non socialisable des coûts de construction de la conduite. Énergir indiquerait les coûts de branchement sur une ligne distincte dans le tableau des coûts fourni pour le calcul des taux au point de réception du tarif D_R.

---

237 Pièces A-0037, p. 84, et A-0042, p. 46.

238 Pièces B-0116, p. 5 et 6, B-0134, p. 53 à 55, réponses aux questions 11.5 à 11.5.3, et B-0141, p. 54, réponse à la question 2.16.5.

239 Dossier R-4257-2024, décision D-2024-113, par. 386, 387 et 418. Les coûts associés à une conduite de raccordement sont socialisés à l'ensemble de la clientèle d'Énergir jusqu'à concurrence de 1 M$ par projet et par producteur.

[372] Les coûts de branchement sont conceptuellement identiques à tous les coûts de la composante A du tarif D_R. La proposition d'Énergir de les récupérer par le biais de la composante A n'entraîne pas de changement dans la méthodologie tarifaire du volet investissement :

- Les investissements sont amortis sur la durée de vie applicable aux actifs (20 ans);
- Les taux permettent de récupérer le coût de service intégré au revenu requis chaque année;
- Les revenus tarifaires seront encaissés auprès du producteur par l'entremise du tarif D_R à compter de l'entrée en vigueur du tarif applicable et de l'injection effective du GSR.

Application à WM

[373] Pour le projet de WM, Énergir estime ces coûts à 3,2 M$. Comme le projet a déjà été approuvé sans que la méthode complète du tarif D_R ait été établie, Énergir déposera le détail des tableaux à la demande d'approbation initiale des taux du tarif D_R après le début effectif de l'injection, conformément aux décisions D-2024-113 et D-2025-055, et à celle attendue dans ce dossier.

[374] Durant la période comprise entre le paiement initial des coûts de branchement par Énergir et leur récupération via le tarif D_R, ces coûts seront cumulés, comme tous les autres investissements reliés aux actifs nécessaires à l'injection de GSR du projet, dans le CFR autorisé par la décision D-2024-053. Les soldes portés à ce compte portent intérêt selon le coût moyen pondéré du capital en vigueur. Ainsi, le coût de branchement et son financement sont récupérés via le tarif D_R.

[375] Énergir présente, au tableau suivant, une comparaison du traitement actuel et de celui proposé pour les coûts du projet Sainte-Sophie.

TABLEAU 10[240]

COMPARAISON DES TRAITEMENTS ACTUEL ET PROPOSÉ POUR LES COÛTS DU PROJET SAINTE-SOPHIE

	Traitement actuel	Traitement proposé
Coûts liés au réseau TQM	Coûts de transport supplémentaires encourus lorsque le gaz injecté destiné en territoire excède la consommation de la zone où les volumes sont injectés. Contrats de transport requis.	Coûts d'utilisation du réseau TQM pour acheminer le GSR vers toute zone de consommation de la franchise. Aucun contrat de transport requis jusqu'à la limite maximale de 4 % des contrats fermes d'Énergir.
Coûts de conduite socialisés	Max. 1 M$. Coûts de la composante D non socialisés.	Max. 1 M$. Coûts transférés à la composante A non socialisés.
Revenus de réception	Associés à la composante *transport* déterminés sur la base des contrats de transport négociés avec TQM. CER requis.	Associés à la composante *branchement* déterminés sur la base des coûts facturés par TQM. Calcul des taux applicables au point de réception identique et conforme aux décisions en vigueur.
Impact sur taux unitaires du producteur	Énergir est dans l'impossibilité de faire le calcul à cause de la complexité liée à la composante D.	+ 3,2 M$ sur le coût de construction de la conduite principale = hausse moyenne de 0,315 ¢/m³/jour (+322 k$/an en moyenne) selon les estimations actuelles.

[376] Pour TCPL, la création d'un point d'injection sur son réseau à Sainte-Sophie serait requise. Cette création nécessite l'approbation du *Tolls Task Force* (TTF) et de la Régie de l'énergie du Canada (REC). La demande à la REC a été soumise le 23 juin 2026[241].

[377] Énergir confirme que les coûts liés au projet de Sainte-Sophie seront récupérés auprès du producteur, même si le début des injections est retardé[242]. Les risques liés au retard d'injection, aux injections inférieures aux prévisions sont pris en compte dans les contrats de tarif de réception signés entre Énergir et les producteurs. Ce faisant, en cas de défaut du producteur avant l'injection du projet, ce dernier paie les coûts qu'Énergir a déjà défrayés. Après l'injection, il paie la valeur nette comptable résiduelle. Une garantie financière est prévue dans les contrats, dépendamment des situations pouvant se produire pour tous les projets d'injection. Pour les coûts échoués, une procédure de traitement a été mise en place par le biais de décisions de la Régie.

---

240 Tableau produit à partir de la pièce B-0134, p. 56, réponse à la question 11.6, référant à la pièce B-0034 du dossier R-4287-2024 Phase 1, réponse à la question 4.2.

241 Pièce B-0135, p. 19, réponse à la question 4.3.

242 Pièce A-0037, p. 83 à 86.

Suivi de la décision D-2025-055

[378] Énergir rappelle que, dans sa décision D-2025-055, la Régie avait soulevé plusieurs éléments à considérer en lien avec la récupération des coûts d'utilisation du réseau de TQM pour le projet Sainte-Sophie. Elle présente, au tableau suivant, un résumé de ces éléments et les résultats de son analyse.

TABLEAU 11[243]

ANALYSE DE LA MÉTHODE PROPOSÉE

Éléments soulevés par la Régie (décision D-2025-055)	Analyse de la méthodologie proposée
[52] Pour parler de tarif de transport, il faut un contrat de service de transport.	Énergir a signé une lettre d'entente qui permet d'injecter jusqu'à 4% de sa capacité contractuelle sur le réseau de TCPL sans souscrire à des contrats de transport additionnels.
[115] De plus, la Régie ne saurait retenir une méthodologie pour la catégorie D du tarif de réception qui pourrait faire en sorte que l'on fixe deux tarifs distincts pour un même coût de transport de TQM, selon que l'acquéreur du GSR est Énergir ou un tiers.	Le coût de branchement sera récupéré par Énergir via le tarif de réception du producteur. Pas de distinction de l'acquéreur, c'est le producteur qui assume tous les coûts.
[116] Enfin, la Régie estime que le bénéficiaire du GSR n'est pas un inducteur adéquat pour déterminer la fonctionnalisation et l'allocation des coûts additionnels de transport de TQM.	
[124] En revanche, la Régie considère que la proposition d'Énergir pourrait créer une discrimination entre les producteurs dans la mesure où un même coût pourrait, selon qui est l'acquéreur du GSR, soit Énergir ou un tiers, être assujetti à deux tarifs différents.	
[117] Le tarif de réception d'un client producteur de GSR doit refléter cette causalité des coûts. C'est pourquoi les coûts de transport encourus par Énergir en raison de l'injection du GSR dans son réseau doivent être supportés par les clients-producteurs au moyen de la catégorie D du tarif de réception. De cette façon, le revenu généré par le tarif applicable à une catégorie de client reflétera le coût attribuable à sa desserte.	Énergir utilisera les coûts de catégorie A assumés par le producteur pour récupérer les coûts de branchement issus de la lettre d'entente avec TCPL/TQM.

243 Pièce B-0116, p. 6, référant à la décision D-2025-055, rendue dans le cadre du dossier R-4287-2024 Phase 1.

[379] Par ailleurs, elle confirme que les coûts de branchement encourus par TCPL/TQM et assumés par Énergir ne sont pas sujets à la socialisation prévue au deuxième alinéa de l'article 51 de la Loi, en respect de la décision D-2025-055, aux paragraphes 129 et 130[244].

[380] En l'absence de contrat de transport, Énergir est d'avis qu'il ne lui est plus nécessaire de commenter, dans le cadre du présent dossier, la possibilité que les coûts et les revenus de la catégorie D du tarif D_R soient fonctionnalisés dans le service de transport.

14.2.3 COMPOSANTE D

[381] Énergir rappelle également que le contexte actuel diffère de celui qui prévalait lors de la création des coûts de catégorie D. La tarification par zone était alors raisonnable puisque les volumes de gaz de schiste prévus pouvaient modifier le flux physique du gaz naturel sur le réseau de TQM. De plus, Énergir ne s'était pas engagée à acheter ces volumes pour la consommation de sa clientèle.

[382] Sainte-Sophie est le premier projet impliquant Énergir qui sera directement connecté au réseau de TQM. Les volumes prévus pour ce projet, sont peu significatifs en comparaison des volumes totaux transigeant par TCPL/TQM. Bien que l'application à un seul producteur soit plutôt simple, l'application de la composante D à l'ensemble des producteurs de GSR est très complexe. Voici certains éléments qui expliquent cette complexité :

- Si plusieurs producteurs sont ajoutés sur leur propre portion de réseau, des zones additionnelles sont créées à chaque fois, ce qui multiplie les tarifs potentiels;
- Les coûts de catégorie D sont liés aux volumes déplacés. Le calcul précis des volumes déplacés, lorsqu'ils diffèrent des volumes injectés, peut s'avérer très complexe à effectuer tant en estimation qu'au réel;
- Les capacités d'absorption des zones peuvent varier dans le temps, pour des raisons autres que l'ajout de production de GSR (ajout/départ de clients ou

[244] Pièce B-0135, p. 18, réponse à la question 4.1.

changement de profil de consommation de la clientèle), ce qui pourrait avoir un effet sur les volumes déplacés et affecter le recouvrement des coûts.

[383] Ainsi, il serait complexe de calculer la catégorie D du tarif D_R pour le GSR injecté à Sainte-Sophie de la manière prévue à la décision D-2011-108, notamment en raison du fait que la notion de zone de consommation est devenue inutile.

[384] Le Distributeur explique également que plusieurs conditions sont requises pour que le GSR soit acheminé d'une zone de consommation à une autre. De plus, en présence de deux producteurs injectant dans une même zone, il serait difficile d'identifier lequel serait responsable d'un refoulement de volumes sur le réseau de TQM[245].

[385] Considérant les problématiques ci-dessus et étant donné la solution proposée au présent dossier, Énergir demande à la Régie de supprimer la composante D de la structure du tarif D_R[246]. Advenant que cette composante redevienne nécessaire, elle reviendrait sous une autre forme et Énergir déposerait une preuve à cet égard[247].

[386] Questionnée par l'AHQ-ARQ sur cette complexité de calcul, Énergir réfère l'intervenante au dossier R-4287-2024 Phase 1. Elle ajoute qu'une modification ciblée entraîne généralement beaucoup de suivis et pourrait nécessiter des CST personnalisés pour pratiquement chaque client. Elle soumet avoir opté pour une solution standard et applicable à tout projet ressemblant au projet de Sainte-Sophie. Elle juge sa proposition simple d'application, car la structure du tarif D_R est utilisée de façon efficiente (pas de changement de structure, pas de création de nouveaux volets). Enfin, elle rappelle qu'elle se devait de proposer une solution respectant les principes évoqués dans la décision D-2025-055 de la Régie[248].

[387] Si les volumes devaient se rapprocher de la limite de 4 %, Énergir indique que TCPL serait ouverte à des discussions pour amender la lettre d'entente et qu'elle peut s'engager

---

245 Pièce A-0035, p. 162 à 164.

246 Pièce B-0116, p. 7 à 9.

247 Pièce A-0037, p. 88.

248 Pièce B-0134, p. 51, réponses aux questions 11.1 et 11.2, référant au dossier R-4287-2024 Phase 1, pièces B-0034 et A-0031, et décision D-2025-055.

à en aviser la Régie[249]. Selon Énergir, cette éventualité pourrait ne survenir que dans dix ans. Dans ce cas, elle devra analyser la méthodologie à mettre en place pour récupérer les coûts et déposer une preuve à cet égard à la Régie[250].

[388] De plus, Énergir demande à la Régie de mettre fin au suivi demandé dans la décision D-2023-056[251] qui consiste à présenter les données les plus récentes pour les projets injectant dans la zone de consommation concernée lors d'une demande d'investissement visant le raccordement d'un nouveau site de GSR.

[389] Concernant le suivi lié à la récupération des coûts de raccordement sur TQM suggéré par la FCEI, Énergir soumet que le risque de cessation des activités d'un producteur et les coûts sont équivalents à ceux des projets de raccordement sur son propre réseau. Énergir ne croit pas non plus qu'un suivi additionnel est requis sur l'atteinte de la limite de 4 %, comme le suggère l'AHQ-ARQ, et s'engage à aviser la Régie, le cas échéant[252].

14.2.4 ARTICLE 14.5.2.2.1

[390] Dans la mesure où la Régie accueillait sa demande de suppression de la composante D, décrite précédemment, Énergir demande à la Régie d'approuver la suppression des versions française et anglaise de l'article 14.5.2.2.1 des CST, en raison du fait que la notion de zone de consommation serait alors inutile. La proposition est ainsi illustrée :

> 14.5.2.2 Taux aux points de livraison pour le client qui injecte
>
> ~~14.5.2.2.1 Taux unitaires pour les volumes livrés en territoire~~
>
> ~~Pour chaque m³ de volume livré en territoire, les taux unitaires applicables sont les suivants, selon la zone de consommation :~~

---

249 Pièce A-0035, p. 165, 168 et 184.

250 Pièce A-0037, p. 87 et 88.

251 Dossier R-4220-2023, décision D-2023-056, par. 36.

252 Pièce A-0035, p. 166 à 168.

~~Zone de consommation~~	~~Taux (¢/m³)~~
~~Bécancour~~	~~0,000~~
~~Estrie~~	~~0,000~~
~~Montérégie~~	~~0,000~~
~~Québec~~	~~0,000~~
~~Saguenay~~	~~0,000~~

14.5.2.2.~~2~~1 Taux unitaires pour les volumes livrés hors territoire

Pour chaque m³ de volume livré hors territoire, le taux unitaire applicable est de 0,700 ¢/m³.[253]

14.3 POSITION DES INTERVENANTS

14.3.1 AHQ-ARQ

[391] L'AHQ-ARQ[254] soumet que la proposition respecte la causalité des coûts pour le projet actuel, puisque les coûts de branchement propres au projet de Sainte-Sophie seront assumés par son producteur plutôt que par la clientèle générale.

[392] L'intervenant est toutefois d'avis que la suppression de la composante D ne devrait pas être interprétée comme une autorisation de socialiser automatiquement de futurs coûts associés aux réseaux de TQM ou de TCPL. Si les injections cumulées approchent ou dépassent la limite de 4 %, Énergir pourrait devoir négocier de nouvelles modalités d'utilisation du réseau ou souscrire des contrats de transport. Avant d'engager de tels coûts, Énergir devrait identifier les projets à l'origine du besoin, déterminer les coûts incrémentaux qui leur sont attribuables et proposer une méthode de récupération conforme au principe de causalité.

[393] Lorsque le besoin résulte des injections cumulées de plusieurs producteurs, les coûts devraient être répartis entre les producteurs concernés plutôt que socialisés auprès de la clientèle générale. Un suivi des injections cumulées sur le réseau de TQM permettrait

253 Pièce B-0116, p. 9. La modification à la version anglaise des CST est illustrée à la pièce B-0159, p. 11.

254 Pièces C-AHQ-ARQ-0019, p. 36 à 38, et C-AHQ-ARQ-0023, p. 22.

à la Régie d'évaluer la situation avant que la limite ne soit atteinte et qu'Énergir ne contracte de nouveaux engagements auprès de TCPL ou de TQM.

[394] Dans ce contexte, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'approuver le transfert des coûts de branchement de 3,2 M$ à la composante A du tarif de réception et la suppression de la composante D du tarif de réception.

[395] L'intervenant recommande toutefois qu'Énergir présente annuellement les injections cumulées sur le réseau de TQM et la marge disponible avant l'atteinte de la limite de 4 %. Elle propose également que tout futur coût incrémental associé aux réseaux de TQM ou de TCPL fasse l'objet d'une autorisation préalable et d'une démonstration de causalité avant d'être socialisé ou intégré au revenu requis.

14.3.2 FCEI

[396] La FCEI[255] est généralement satisfaite de la proposition d'Énergir, laquelle répond aux préoccupations qu'elle avait exprimées dans le cadre du dossier R-4287-2024 eu égard, notamment, au respect du principe de causalité et du signal de prix. Elle formule tout de même deux préoccupations relativement à cette proposition.

[397] D'abord, le risque d'investissement est transféré de TCPL/TQM vers le producteur et ultimement, si celui-ci devait faire défaut d'assumer ces coûts, vers Énergir. Dans le cas de WM, les investissements requis pour raccorder le client au réseau sont relativement modestes, la stabilité de la production est bien démontrée, de même que la stabilité financière du producteur. Le risque que WM cesse ses activités et ne soit pas en mesure d'assumer ses obligations financières paraît donc faible.

[398] Toutefois, cela pourrait ne pas toujours être le cas. Bien qu'Énergir ait mentionné que des mesures sont en place en cas de cession d'activité ou de faillite d'un producteur, la FCEI est d'avis que la situation des clients raccordés directement au réseau de TCPL diffère de celle des autres producteurs[256]. Le nouveau modèle transforme un service de

---

255 Pièce C-FCEI-0019, p. 6 et 7.

256 Pièce C-FCEI-0028, p. 8.

transport payé annuellement en un investissement initial et porte sur des actifs appartenant à TCPL plutôt qu'à Énergir. De plus, contrairement à un raccordement ordinaire où une contribution peut être demandée lorsque les revenus tarifaires ne couvrent pas l'investissement, le tarif de réception vise plutôt à récupérer le montant au fil du temps. Les sommes en jeu peuvent donc être importantes[257].

[399] Ainsi, la FCEI recommande qu'une évaluation de ce risque soit réalisée lors d'éventuels projets de raccordement similaire. Au besoin, des mesures pourraient être mises en place pour protéger la clientèle.

[400] Initialement, la FCEI jugeait préférable de maintenir la composante D plutôt que de l'abolir pour devoir la réintroduire par la suite. Considérant la possibilité de hausser le seuil de 4 %, la FCEI retire cette demande[258].

14.4 OPINION DE LA RÉGIE

14.4.1 COMPOSANTE A

[401] La Régie est d'avis que la tarification des frais d'utilisation de transport par le biais de la composante A est conforme aux normes comptables.

[402] De plus, la Régie est d'avis que la proposition de facturer ces frais directement aux producteurs concernés respecte le principe de causalité des coûts, conformément à l'ordonnance de la Régie dans sa décision D-2025-055.

[403] Enfin, à l'instar d'Énergir, la Régie juge que la proposition s'avérera plus simple d'application dans l'éventualité où plusieurs producteurs devaient injecter sur le réseau de TQM.

---

257 Pièce C-FCEI-0029, p. 3.
258 Pièce C-FCEI-0028, p. 9.

[404] **En conséquence, la Régie approuve les modifications à la composante A. De plus, elle prend acte qu'Énergir s'engage à aviser la Régie dans l'éventualité où les volumes injectés dans le réseau de TQM se rapprocheraient de la limite de 4 % prévue à l'entente.**

[405] Par ailleurs, la Régie ne retient pas les suivis proposés par l'AHQ-ARQ et la FCEI. Lors d'une prochaine demande de raccordement à TQM, la Régie évaluera si des informations ou analyses additionnelles sont requises en fonction de la preuve initiale et du contexte.

14.4.2 COMPOSANTE D

[406] La Régie comprend que le processus négocié avec TCPL/TQM s'appliquerait, sous certaines conditions, aux producteurs québécois advenant qu'une zone de consommation ne puisse absorber tout le GSR qui y est injecté. Elle retient que la probabilité de cette éventualité est faible et qu'il serait difficile d'identifier le producteur responsable d'un refoulement sur TQM.

[407] **Pour ces motifs, la Régie approuve la suppression proposée de la composante D du tarif de réception. De plus, elle prend acte que, si la composante D redevenait nécessaire, elle pourrait prendre une autre forme et Énergir déposerait alors une nouvelle proposition à cet égard.**

[408] Quant au suivi de la décision D-2023-056, la Régie note que l'information est déjà fournie dans le cadre des dossiers tarifaires, soit à l'annexe 1 de la pièce Énergir-Q, Document 1[259]. La Régie juge qu'il sera possible de s'y référer, au besoin, dans le cadre de prochaines demandes d'autorisation pour réaliser un projet d'investissement visant le raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR.

[409] **En conséquence, la Régie met fin au suivi demandé dans sa décision D-2023-056, au paragraphe 36.**

---

[259] Déposé sous la cote B-0179 au présent dossier.

14.4.3 ARTICLE 14.5.2.2.1

[410] La Régie note que la modification de l'article 14.5.2.2 des CST consiste à retirer toute référence aux taux facturés aux producteurs pour les coûts de catégorie D.

[411] **Considérant l'approbation de la proposition d'Énergir au paragraphe [407] de la présente décision, la Régie approuve la suppression des versions française et anglaise de l'article 14.5.2.2.1 des CST ainsi que la renumérotation de l'article qui suit, soit l'article 14.5.2.2.2 qui devient ainsi l'article 14.5.2.2.1, tel qu'illustré aux pièces B-0116 et B-0159.**

[412] **Aux fins de la décision finale à venir, la Régie demande à Énergir de déposer, au plus tard 14 jours suivant la présente décision, la mise à jour des versions française et anglaise des CST tenant compte des dispositions de la décision D-2026-117, ainsi que de la présente décision.**

15 STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES

15.1 PRIX DE FOURNITURE DU GSR

[413] Dans le cadre du présent dossier, Énergir a initialement proposé des ajustements à la stratégie tarifaire relative au GSR[260], principalement en lien avec les différentes mesures étudiées dans le dossier R-4320-2025. À la suite des décisions D-2026-059 et D-2026-064 rendues par la Régie[261], Énergir a amendé sa demande afin d'y intégrer les modifications tarifaires apportées au prix de fourniture du GSR.

[260] Pièce B-0075.

[261] Dossiers R-4320-2025, décision D-2026-059, et R-4328-2025, décision D-2026-064.

[414] Pour l'année 2026-2027, Énergir établit le tarif GSR à 85,239 ¢/m³, calculé comme suit :

TABLEAU 12[262]

TARIF GSR 2026-2027

Composantes	Calcul		Taux	
Coût moyen pondéré des achats de GSR projeté en 2026-2027 divisé par l'approvisionnement en gaz de réseau GSR prévu	350 524 842 $ / 361 542 247 m³	=	96,953	¢/m³
Écart de prix cumulatif GSR au 30 septembre 2026 et intérêts divisé par les volumes d'achats de GSR prévus	3 594 373 $ / 361 542 247 m³	=	0,994	¢/m³
Solde du Surcoût GSR invendu au-delà du seuil pour l'année 2025-2026 divisé par les volumes d'achats de GSR prévus	0 $ / 361 542 247 m³	=	0,000	¢/m³
Valeur nette issue de la vente des unités de conformité divisé par les volumes d'achats de GSR prévus	-45 945 000 $ / 361 542 247 m³	=	-12,708	¢/m³
Tarif GSR pour l'année 2026-2027		=	**85,239**	¢/m³

[415] Énergir avait initialement intégré au calcul du tarif GSR 2026-2027 les revenus nets tirés des ventes d'UC réalisées jusqu'au 31 janvier 2026[263]. Toutefois, à la suite d'un exercice de certification réalisé en juin 2026, elle a procédé à la vente d'UC générées au cours de l'année 2025. Cette transaction a généré un revenu net additionnel comptabilisé dans les activités non réglementées (ANR).

[416] Énergir propose d'intégrer ce revenu net supplémentaire au calcul du tarif GSR initialement déposé, portant à 45,945 M$ la valeur nette issue des UC intégrée au tarif GSR[264]. Cette proposition permet de réduire à la fois le tarif GSR assumé par la clientèle volontaire et les frais de socialisation du GSR pour l'ensemble de la clientèle. Les sommes

262 Tableau produit par la Régie à partir des pièces B-0158, p. 5, et B-0179, p. 5 et 6.

263 Pièce B-0075, p. 5 et 6.

264 Pièce B-0158, p. 4 et 5.

étant comptabilisées dans les ANR, elles seraient remises à la clientèle sans rendement ni impôt sur le rendement.

[417] Bien que la vente additionnelle ait été réalisée après la date de référence du 31 janvier précédant le début de l'année financière, Énergir estime que son intégration respecte l'esprit de la décision D-2026-059, puisqu'elle repose sur des revenus réels découlant de transactions réalisées.

[418] Énergir privilégie également l'intégration complète du montant net de 45,945 M$ dès l'année financière 2026-2027, plutôt qu'un lissage sur plusieurs années. Elle prévoit être en mesure de remettre à la clientèle un montant similaire dans le cadre du dossier tarifaire 2027-2028. Selon elle, cette approche permettrait d'atténuer l'impact tarifaire en 2026-2027 tout en favorisant une plus grande stabilité du tarif GSR d'une année à l'autre.

15.2 ÉTABLISSEMENT DES FRAIS DE SOCIALISATION DU GSR

15.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[419] Dans sa décision D-2026-059[265], la Régie a approuvé une nouvelle méthodologie d'établissement des frais de socialisation du GSR établie à partir de deux composantes :

- Les frais de socialisation prévisionnels (Composante 1);
- Le cavalier tarifaire visant la récupération du solde cumulé non récupéré des années 2024-2025 et 2025-2026 (Composante 2)[266].

[420] La Composante 1 a été mise à jour afin de tenir compte de cette décision, ainsi que de la diminution du tarif GSR découlant de l'intégration de la valeur nette additionnelle issue de la vente des UC. Cette diminution réduit le coût projeté des unités de GSR invendues et, par conséquent, les frais de socialisation prévisionnels.

---

265 Dossier R-4320-2025, décision D-2026-059, p. 31.

266 Pièce B-0179, p. 7 et 8.

[421] La Composante 2, établie selon la période de récupération de quatre ans, fixée par la Régie, dans sa décision D-2026-059, est également ajustée afin de tenir compte des décisions D-2026-064 et D-2026-088[267]. À ce titre, Énergir intègre l'ajustement de 1,005 M$ découlant de la révision du coût du GSR invendu de l'année 2024-2025. Cet ajustement réduit le solde associé à l'année 2024-2025 du montant de la correction, majoré des intérêts courus depuis son intégration[268].

[422] Après la prise en compte de ces ajustements, ainsi que de la décision D-2026-110[269] ayant pour effet de suspendre, pour la période du 1er octobre 2026 au 30 septembre 2027, l'effet des modifications apportées aux CST par les décisions D-2024-007 et D-2024-018 relatives à l'exigence, pour les nouveaux raccordements dans les marchés visés, d'être assujettis à 100 % au service de fourniture de GSR, les frais de socialisation pour l'année tarifaire 2026-2027 s'établissent comme suit :

[423] Toutefois, pour les dossiers tarifaires subséquents, soit 2027-2028 à 2029-2030, seul le dénominateur des frais de socialisation prévisionnels sera ajusté, tandis que celui du cavalier tarifaire demeurera fondé sur les volumes de référence au 30 septembre 2026[270].

[424] En réponse à l'engagement no 3 demandé par la Régie, Énergir indique que, si elle n'appliquait pas la méthode prévisionnelle retenue dans le dossier R-4320-2025, le tarif de socialisation pour l'année tarifaire 2026-2027 s'établirait à 1,123 ¢/m³, pour un montant total à récupérer de 66,8 M$[271].

[425] Dans ce scénario, l'ajustement tarifaire global pour les services de distribution, transport, équilibrage ainsi que pour les frais de socialisation passerait d'une hausse de 14,49 % à une baisse de 1,02 %. En tenant compte du SPEDE et du coût de la molécule, la variation moyenne de la facture passerait d'une hausse de 6 % à une baisse de 0,3 %.

---

267 Dossier R-4328-2025, décisions D-2026-064, p. 53, et D-2026-088, p. 6.

268 Pièce B-0158, p. 6 et 7.

269 Décision D-2026-110.

270 Pièce A-0047, p. 12 et 13.

271 Pièce B-0212.

[426] Énergir soutient toutefois que cet allègement serait temporaire. Les coûts de socialisation prévus pour 2026-2027, évalués à 160,9 M$, devraient être récupérés au moyen du cavalier tarifaire déjà prévu. Les sommes cumulées non récupérées atteindraient alors 354,8 M$, auxquelles s'ajouteraient des coûts d'intérêt, de rendement et d'impôt sur la BT. Ainsi, l'effet final de la mesure serait de reporter une hausse tarifaire à une période ultérieure plutôt que de l'éviter.

TABLEAU 13[272]

ÉVOLUTION DES FRAIS DE SOCIALISATION DU GSR SELON UN SCÉNARIO AVEC OU SANS SUSPENSION DE LA MÉTHODE APPROUVÉE PAR LA DÉCISION D-2026-059

	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	Total
Seuil réglementaire	5%	5%	7%	7%	10%	
Volume invendu à socialiser	274 732 173	261 186 696	322 934 909	300 257 545	448 280 336	
Scénario 1[(1)]						
Coût de la socialisation prévisionnelle (000 $)	66 797	145 033	124 950	110 236	153 018	600 034
Coût du cavalier tarifaire (000 $)	-	116 781	110 087	103 174	96 244	426 286
Tarif prévisionnel (¢/m³)	1,123	2,469	2,152	1,932	2,708	
Cavalier tarifaire (¢/m³)	-	1,964	1,851	1,735	1,619	
Tarif total (¢/m³)	**1,123**	**4,433**	**4,003**	**3,667**	**4,327**	
Coûts socialisés totaux						**1 026 320**
Scénario 2[(2)]						
Coût de la socialisation prévisionnelle (000 $)	160 904	145 033	124 950	110 236	153 018	694 141
Coût du cavalier tarifaire (000 $)	80 194	75 597	70 850	66 091	-	292 732
Tarif prévisionnel (¢/m³)	2,706	2,469	2,152	1,932	2,708	
Cavalier tarifaire (¢/m³)	1,349	1,271	1,192	1,112	-	
Tarif total (¢/m³)	**4,055**	**3,740**	**3,344**	**3,044**	**2,708**	
Coûts socialisés totaux						**986 873**

(1) Évolution des frais de socialisation de 2026-2027 à 2030-2031 avec une suspension de la méthode approuvée par la décision D-2026-059.

(2) Évolution des frais de socialisation de 2026-2027 à 2030-2031 sans suspension de la méthode approuvée par la décision D-2026-059.

[427] Sur un horizon de cinq ans, Énergir évalue que la suspension de la méthode prévisionnelle entraînerait des déboursés additionnels d'environ 39,5 M$[273] par rapport au maintien de la méthode approuvée. La suspension aurait donc pour effet de reporter la hausse tarifaire, plutôt que de l'éviter, tout en augmentant les coûts ultimement assumés par la clientèle.

---

272 Tableau produit par la Régie à partir de la pièce B-0212.

273 Voir le tableau 13 de la présente décision, portant sur l'évolution des frais de socialisation du GSR selon un scénario avec ou sans suspension de la méthode approuvée par la décision D-2026-059. 1 026,320 M$ - 986,873 M$ = 39,447 M$.

[428] Énergir souligne également que la hausse des frais de socialisation pour l'année 2026-2027 survient dans un contexte de baisse tarifaire pour les autres composantes de la facture. Elle est d'avis qu'il est préférable de poursuivre dès maintenant la récupération des coûts selon la méthode approuvée plutôt que de reporter celle-ci à des années où les autres composantes de la facture pourraient également augmenter.

[429] Par ailleurs, Énergir indique que près de 200 clients se sont engagés à effectuer des achats volontaires de 5 % de GSR dès l'année 2025-2026 afin d'éviter l'application du cavalier tarifaire dans le futur. Modifier la méthode d'établissement des frais de socialisation viendrait assurément changer les conditions sur lesquelles ces clients se sont appuyés pour prendre leur décision.

[430] Enfin, dans un contexte où la Régie décidait de suspendre la méthode approuvée dans le cadre du dossier R-4320-2025, Énergir précise qu'elle retirerait sa proposition d'ajout de 30 M$ de revenu provenant de la vente des UC actuellement intégré au tarif GSR et conserverait cette valeur pour le futur. Ainsi, le tarif GSR pour l'année 2026-2027 serait tel qu'il avait été originalement proposé, soit 93,835 ¢/m³.

15.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

ACIG

[431] L'ACIG[274] recommande à la Régie de suspendre, pour l'année tarifaire 2026-2027, l'inclusion à la base tarifaire de la composante prévisionnelle des frais de socialisation approuvée dans la décision D-2026-059, tout en maintenant le recouvrement sur quatre ans du cavalier tarifaire.

[432] Selon l'ACIG, la demande d'avis du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie et le décret 1245-2026 (le Décret) constituent une expression claire des préoccupations du gouvernement à l'égard des frais de socialisation, du peu d'adhésion de la clientèle au GSR et de leurs effets appréhendés sur l'environnement d'affaires et la

274 Pièce C-ACIG-0016.

compétitivité des entreprises québécoises. Le Décret constituerait ainsi un nouvel élément que la Régie doit prendre en compte dans sa décision tarifaire[275].

[433] L'ACIG estime que, dans le contexte économique actuel, les modalités prévues dans la décision D-2026-059 ne suffisent plus à limiter le choc tarifaire appréhendé. Selon elle, le gouvernement invite la Régie à prescrire des modalités additionnelles afin de réduire le surcoût lié à la socialisation des volumes invendus de GSR requis pour respecter les seuils réglementaires. Donc, selon l'ACIG, la Régie ne peut tout simplement pas appliquer les modalités approuvées dans cette décision[276].

[434] L'ACIG propose ainsi de récupérer le solde historique, mais de suspendre la composante prévisionnelle jusqu'à l'adoption d'un nouveau cadre réglementaire au printemps 2027 ou, à défaut, jusqu'au prochain dossier tarifaire. Selon elle, le solde historique ne serait pas effacé. Cette mesure temporaire permettrait d'éviter l'ajout d'un nouveau coût prospectif et de réduire le choc tarifaire à très court terme, dans l'attente de solutions plus pérennes pouvant découler de l'avis de la Régie, des travaux du comité d'experts et du nouveau cadre réglementaire sur le GSR.

[435] L'ACIG reconnaît qu'une suspension temporaire de la méthode prévisionnelle pourrait entraîner des coûts de financement additionnels. Elle estime toutefois que ces coûts doivent être mis en balance avec les coûts économiques et sociétaux d'un choc tarifaire pour des entreprises déjà en difficulté. Elle ajoute que la prévisibilité du choc tarifaire ne le rend pas pour autant acceptable[277].

[436] L'ACIG demande également à la Régie d'ordonner à Énergir d'interrompre ses achats de GSR jusqu'à ce que le gouvernement ait défini le nouveau cadre applicable. Elle considère qu'il est urgent de trouver des solutions au manque de demande volontaire pour le GSR, plutôt que de simplement gérer ses conséquences tarifaires.

[437] Enfin, l'ACIG estime que ses propositions sont conformes aux objectifs de protection des consommateurs et d'établissement de tarifs justes et raisonnables prévus

---

275 Pièce C-ACIG-0021, p. 9 et 10.
276 Pièce C-ACIG-0029, p. 17 à 19.
277 Pièce A-0047, p. 274 à 286.

à l'article 5 de Loi. Elle considère également qu'il est inéquitable et injuste, et donc contraire à l'article 49, alinéa 1, paragraphe 7 de la Loi, que la quasi-totalité des volumes de GSR soit vendue, à fort prix, à des clients qui ne souhaitent pas en acheter.

[438] Dans le contexte actuel, l'ACIG soutient que la prévisibilité et la stabilité tarifaires, ainsi que l'évitement d'un choc tarifaire, doivent l'emporter sur les considérations d'équité intergénérationnelle et de causalité des coûts.

FCEI

[439] La FCEI[278] souligne que l'impact tarifaire de la socialisation des coûts du GSR est significatif pour les petites et moyennes entreprises (PME) et qu'il augmente selon le volume consommé. Selon elle, il est très difficile d'affirmer qu'une hausse de 4 % ou 5 % ne constitue pas un choc pour une PME qui a de la difficulté à demeurer dans le marché[279].

[440] Ces hausses surviennent dans un contexte où les PME québécoises sont fragilisées par les tarifs américains, la baisse de la demande, la pénurie de main-d'œuvre, les problèmes de fonds de roulement et un environnement fiscal défavorable. La FCEI souligne également que 67 % des PME auraient absorbé, en tout ou en partie, leurs hausses de coûts afin de demeurer compétitives. Toute hausse qu'elles ne peuvent transmettre à leur clientèle réduit directement leur capacité d'investissement et leur rentabilité. La socialisation des coûts du GSR risque donc de fragiliser davantage les PME, ce qui rejoint les préoccupations exprimées par le gouvernement dans le Décret[280].

[441] Malgré ses préoccupations, la FCEI ne demande pas le report de la composante prévisionnelle pour 2026-2027. Un report pourrait simplement déplacer le problème à l'année suivante et produire un choc plus brutal si le contexte tarifaire y est moins favorable. Elle précise toutefois que cette position ne doit pas être interprétée comme une approbation du modèle actuel de socialisation[281].

---

278 Pièce C-FCEI-0028, p. 3.

279 Pièce A-0042, p. 170 et 171.

280 Pièces A-0042, p. 154 à 157, et C-FCEI-0029, p. 5.

281 Pièce C-FCEI-0028, p. 4.

[442] Enfin, si la Régie accorde néanmoins un allègement du coût de socialisation à certaines entreprises, la FCEI demande que les principes d'équité et de causalité des coûts soient respectés. Les mêmes allègements devraient ainsi être offerts à toutes les entreprises, et les coûts associés à la consommation d'une catégorie de clients ne devraient pas être transférés aux autres catégories, notamment aux PME.

GRAME

[443] Le GRAME[282] recommande à la Régie d'approuver la demande d'Énergir telle que formulée.

OC

[444] OC[283] estime que le dossier tarifaire 2026-2027 ne devrait pas servir à redéfinir de façon permanente le cadre réglementaire du GSR, cette réflexion étant déjà menée dans le dossier R-4353-2026. La Régie devrait néanmoins tenir compte des préoccupations exprimées dans le Décret au moyen de mesures ciblées et transitoires, sans remettre en cause les mécanismes récemment approuvés.

[445] À cet égard, OC ne recommande pas de suspendre la composante prévisionnelle de la socialisation, comme le propose l'ACIG. Une telle approche reviendrait à modifier, quelques mois seulement après son adoption, une partie du mécanisme établi dans le dossier R-4320-2025, tout en maintenant la composante permettant de récupérer sur quatre ans le solde historique. Selon elle, les deux composantes font partie d'un seul mécanisme de récupération des coûts du GSR et d'atténuation de leur impact tarifaire.

[446] OC partage également la préoccupation exprimée par la FCEI quant au risque qu'un report de la composante prévisionnelle ne fasse que déplacer le problème dans le temps.

---

282 Pièce C-GRAME-0013, p. 34 et 35.

283 Pièce C-OC-0018, p. 15 à 19.

[447] Dans le contexte économique actuel et à la lumière du décret de préoccupation, OC voit favorablement le fait que la proposition d'Énergir visant à intégrer un revenu net additionnel provenant de la vente d'UC réalisée en juin 2026 permet de réduire le tarif GSR applicable en 2026-2027, tout en diminuant le montant des frais de socialisation assumé par l'ensemble de la clientèle. Selon elle, il s'agit d'une mesure qui produit un effet favorable à court terme pour la clientèle, sans qu'il soit nécessaire de modifier la mécanique de socialisation récemment approuvée[284].

[448] OC déplore toutefois l'absence d'une comparaison avec l'option de lissage, pourtant demandée dans la décision D-2026-059, ce qui limite l'évaluation des impacts tarifaires à long terme[285]. Elle estime important le fait que cette information soit présentée dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, afin que les deux options puissent effectivement être comparées.

RNCREQ

[449] Le RNCREQ[286] recommande à la Régie d'approuver l'intégration, dans le tarif GSR, du revenu additionnel découlant de la vente des UC, ainsi que les modifications qui en résultent à l'égard du tarif de socialisation et du calcul du cavalier tarifaire.

[450] Selon le RNCREQ, la méthode d'établissement des frais de socialisation, découlant de la décision D-2026-059, contribue à rendre la filière du GSR plus compétitive. Il soutient qu'une modification de cette méthode pourrait créer une incertitude réglementaire indésirable. À cet égard, il estime que les politiques visant à valoriser le GSR sont préférables à celles reposant sur l'imposition de frais[287].

[451] Le RNCREQ partage par ailleurs la position d'Énergir selon laquelle la Régie a déjà tenu compte des deux préoccupations exprimées par le gouvernement dans le Décret et qu'elle continue de le faire. Il soutient que l'adoption du Décret, après la décision D-2026-059, ne justifie pas de revoir cette dernière. Le gouvernement ne peut dicter à la

---

284 Pièce C-OC-0013, p. 12 à 15.
285 Pièce A-0042, p. 136 et 137.
286 Pièce C-RNCREQ-0019, p. 17 à 20.
287 Pièce C-RNCREQ-0023, p. 22.

Régie un résultat précis, directement ou indirectement, ni utiliser un décret de préoccupation comme une demande de révision déguisée[288].

[452] Selon le RNCREQ, le Décret demande seulement à la Régie de tenir compte du choc tarifaire lié à la récupération des coûts d'acquisition du GSR et des possibles iniquités entre consommateurs. Puisqu'il ne remet pas en cause la décision D-2026-059 et ne la mentionne même pas, rien ne permet de conclure que la Régie n'a pas déjà adéquatement considéré ces enjeux.

[453] Le RNCREQ recommande donc de maintenir les conclusions de cette décision, tant à l'égard du choc tarifaire que des possibles iniquités entre consommateurs.

RTIEÉ

[454] Le RTIEÉ[289] soutient que les volumes de GSR devant être socialisés en 2026-2027 ont déjà été achetés, payés ou contractés par Énergir. Selon lui, la récupération en temps réel de ces coûts et l'étalement du solde antérieur sur quatre ans, déjà approuvés par la Régie, permettent d'atténuer le choc tarifaire et répondent ainsi à la première préoccupation gouvernementale.

[455] Le RTIEÉ estime qu'il serait inopportun de suspendre la socialisation pour 2026-2027, puisqu'un tel report accroîtrait l'impact tarifaire au cours des années suivantes ainsi que l'iniquité entre les générations de clients. Il s'oppose également à l'exemption de certaines catégories de clients, notamment les grandes entreprises, car celle-ci contreviendrait aux règles d'allocation des coûts et transférerait leur fardeau aux autres catégories de clients.

---

288 Pièce C-RNCREQ-0024, p. 4 à 6.

289 Pièces C-RTIEÉ-0024, p. 4, et C-RTIEÉ-0034, p. 16.

15.2.3 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR SUR LA POSITION DE L'ACIG

[456] Énergir s'oppose à la proposition de l'ACIG de suspendre, pour 2026-2027, l'inclusion des frais de socialisation découlant de la méthode prévisionnelle. Elle soutient d'abord que cette proposition aurait pour effet de neutraliser, pour une année complète, la composante centrale de la méthodologie récemment approuvée par la Régie dans la décision D-2026-059 et constituerait ainsi une révision *de facto* de cette décision[290].

[457] Selon Énergir, les préoccupations relatives au choc tarifaire ont déjà été pleinement examinées par la Régie, et le Décret ne devrait pas servir de mécanisme d'appel ou de révision déguisé. Elle estime également qu'une remise en cause de la méthode quelques mois après son approbation créerait de l'incertitude réglementaire et enverrait un mauvais signal au marché du GSR[291].

[458] Énergir soutient que la suspension de la composante prévisionnelle, combinée au maintien de l'étalement du cavalier tarifaire sur quatre ans, entraînerait une récupération encore moindre des frais de socialisation que selon la méthode antérieure. Bien qu'elle permettrait une réduction temporaire de la facture des membres de l'ACIG, cette proposition ne ferait que reporter et amplifier l'impact tarifaire des frais de socialisation.

[459] Le Distributeur indique que cette situation a d'ailleurs été reconnue par la FCEI dans le cadre de l'audience, d'où sa recommandation de ne pas reporter l'application de la décision D-2026-059[292].

---

290 Pièces A-0042, p. 10 et 11, A-0047, p. 23 à 42, et B-0216, p. 10 à 14.

291 Pièce A-0042, p. 33.

292 Pièce C-FCEI-0028, p. 4.

[460] Par ailleurs, Énergir rappelle que la Régie doit rendre sa décision en fonction du cadre juridique actuellement en vigueur. La demande d'avis dans le dossier R-4353-2026 ne fait disparaître ni le seuil réglementaire applicable en 2026-2027 ni les coûts d'acquisition engagés ou prévus pour le respecter. Même si un nouveau cadre était adopté, la suspension ne réduirait pas ces coûts, mais en différerait uniquement la récupération, avec des conséquences financières additionnelles pour la clientèle.

15.3 TARIF DE DISTRIBUTION

[461] Bien que l'exercice de répartition tarifaire traditionnelle ne soit pas maintenu, Énergir présente, pour chacun des paliers tarifaires, les variations de revenus requises pour générer les revenus de distribution proposés pour l'année 2026-2027[293].

[462] Les revenus de distribution proposés s'élèvent à 689,1 M$ pour l'année 2026-2027[294]. Il s'agit d'une baisse de 43,2 M$, soit de 5,90 %. En excluant les variations de revenu découlant du service de gaz d'appoint concurrence (GAC), la variation tarifaire en distribution est établie à -5,95 %.

[463] Dans la mesure où les travaux sur la vision tarifaire se poursuivent, Énergir propose de maintenir la stratégie tarifaire approuvée dans la décision D-2013-106 pour l'établissement des tarifs 2026-2027, conformément à la décision D-2019-141. Cette approche est résumée au tableau suivant.

293 Pièce B-0179, p. 13.

294 Pièces B-0197 et B-0179, p. 12 à 14.

TABLEAU 14[295]

RÉSUMÉE DE LA STRATÉGIE TARIFAIRE EN DISTRIBUTION

Classe tarifaire		Approche	Variation	Impact
D_1	Général	Application d'une variation uniforme des revenus générés à l'ensemble des paliers. Maintien du ratio actuel composantes fixe vs variable (10,2 %/89,8 %).	-5,95 %	Diminution uniforme des frais de base de -5,95 %
	Grands clients utilisant le gaz naturel comme énergie d'appoint	Taux des OMA variant d'un pourcentage équivalent à celui de l'ajustement tarifaire au service de distribution (incluant D_R et GAC).	-5,90 %	Taux (distribution) passant de 774,414 ¢/m³ à 728,722 ¢/m³
			6,73 %	Taux (équilibrage[1]) passant de 1 138,051 ¢/m³ à 1 214,642 ¢/m³
D_3 et D_4 (débit stable)		Taux au volume retiré maintenu à 0,350 ¢/m³ et variation tarifaire appliquée en totalité sur la grille de taux de l'OMQ.	-5,95 %	Variations[2] de revenus entre -5,98 % et -5,83 %
D_5 (interruptible)		Variation tarifaire appliqué uniformément à tous les paliers du tarif.	-5,95 %	Variations[2] de revenus entre -5,93 % et -5,83 %

[1] Regroupe les services d'approvisionnement, soit transport et équilibrage.

[2] Ces écarts s'expliquent par le fait qu'Énergir doit également respecter des contraintes sur la minimisation des variations des ratios de décroissance d'une année à l'autre, par palier tarifaire

15.4 TARIF DE TRANSPORT

[464] Les coûts totaux de transport prévus par Énergir pour 2026-2027 s'élèvent à 130,3 M$. En considérant les revenus de transport du gaz d'appoint de 3,4 M$. Les coûts de transport à récupérer à partir du tarif de transport s'élèvent à 127,0 M$[296].

295 Tableau produit à partir des pièces B-0179, p. 12 à 19, et B-0182.

296 Pièces B-0077 et B-0179, p. 8 et 9.

[465] Pour l'année 2026-2027, Énergir établit le prix de transport à 2,165 ¢/m³ au 1er octobre 2026, et à 0,110 ¢/m³ pour les clients de la zone Nord fournissant leur service de transport.

15.5 TARIF D'ÉQUILIBRAGE

[466] Pour l'année 2026-2027, le Distributeur établit le coût total d'équilibrage, net de la Contribution GES, à 218,3 M$[297], soit un montant de 210,3 M$ pour les besoins saisonniers et de 8,0 M$ en flexibilité opérationnelle. Le tableau suivant présente le prix moyen d'équilibrage par classe tarifaire.

TABLEAU 15[298]

PRIX D'ÉQUILIBRAGE 2026-2027

Prix avec plafond	**D_1**	**D_3**	**D_4**	**D_5**	**D_5**	**GAC**	
(prix en ¢/m³ et taux moyen en ¢/m³/j)				**volet A**	**volet B**		
Taux moyen « pointe »							2,621
Taux moyen « autres »							0,136
Prix moyen de l'équilibrage	7,273	1,237	1,23	-1,665	2,477	0,615	
Prix maximum							23,602

[467] Énergir indique que les prix d'équilibrage pour les clients en GAC respectent les balises de la décision D-2011-182[299], avec un tarif compris entre 0 ¢/m³ et le tarif d'équilibrage applicable au palier D_4.

297 Pièce B-0181.

298 Tableau établi à partir des pièces B-0179, p. 9 à 11, et B-0181.

299 Dossier R-3752-2011, décision D-2011-182, p. 40, par. 139 à 142.

[468] Pour les clients utilisant le gaz naturel comme source d'énergie d'appoint, Énergir propose de faire varier le taux de l'OMA d'un pourcentage équivalent à celui de l'ajustement tarifaire. Ainsi, le taux de l'OMA augmenterait de 6,73 %[300], le taux prévu à l'article 13.1.4.1 passant de 1 138,051 ¢/m³ à 1 214,642 ¢/m³.

15.6 TARIF DE RÉCEPTION

Tarif 2025-2026 pour le point de réception Montréal

[469] Conformément à l'article 14.5.2 des CST ainsi qu'à la décision D-2024-113, Énergir demande à la Régie de réviser le tarif de réception applicable à partir du 1er septembre 2026 pour le reste de l'année tarifaire 2025-2026, afin d'y inclure un nouveau point de réception. En effet, le projet d'injection de GSR de la Ville de Montréal (Montréal) est entré en service le 1er septembre 2026 et les coûts sont maintenant connus[301]. Énergir est donc à même de calculer les taux du tarif de réception applicables à ce point d'injection.

[470] Énergir présente pour le point de réception de Montréal une capacité maximale contractuelle (CMC) de 18 10^3m^3 et un taux unitaire concernant le volet Distribution de 1,431 ¢/m³/jour. Le Distributeur respecte également le taux unitaire applicable au volume injecté de 0,145 ¢/m³ approuvé dans la décision D-2025-105[302]. De plus, Énergir démontre que la composante du tarif de réception en lien avec le volet investissement est nulle[303].

[471] En réponse à la Régie, Énergir confirme qu'en date du dépôt de sa 9e demande ré-amendée, la Ville de Montréal n'a pas été facturée pour l'injection à compter du 1er septembre 2026 et que sa facturation ne pourra débuter que lorsque la Régie aura fixé les taux applicables à ce point de réception[304].

---

300 Pièce B-0179, p. 11.
301 Pièce B-0221.
302 Dossier R-4287-2024 Phase 2, décision D-2025-105, p. 96.
303 Pièce B-0224, p. 1.
304 Pièce B-0237, p. 2, réponse à la question 2.1.

Tarif 2026-2027

[472] Énergir demande à la Régie d'approuver les taux proposés du tarif de réception pour l'année tarifaire 2026-2027 pour les 14 producteurs de GSR, dont 10 sont déjà en service.

[473] Les taux aux points de réception relatifs à la capacité maximale contractuelle (CMC) des producteurs pour 2026-2027 sont présentés au tableau suivant.

TABLEAU 16[305]

CMC ET TAUX UNITAIRES AUX POINTS DE RÉCEPTION 2026-2027

Point de réception	CMC	Volet Investissement		Volet Distribution	
		coût	taux fixe	coût	taux fixe
	10^3m^3	000 $	¢/m³/jour	000 $	¢/m³/jour
Saint-Hyacinthe	64,0	-	-	97,7	0,418
Coop Agri-Énergie Warwick	12,6	-	-	97,7	2,122
ADM Agri-Industries Company	18,0	33,2	0,504	97,7	1,483
CTBM	15,6	19,2	0,338	97,7	1,716
SÉMECS	49,5	-	-	97,7	0,541
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	43,0	-	-	97,7	0,622
WAGA (Chicoutimi)	6,0	-	-	97,7	4,461
Ville de Québec	35,0	-	-	97,7	0,765
WAGA (Cowansville)	9,9			97,7	2,714
Montréal	18,0	-	-	97,7	1,486

Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[474] En ce qui a trait à la portion variable du tarif de réception, Énergir établit le taux unitaire applicable à 0,149 ¢/m³ pour chaque m³ de volume injecté en 2026-2027.

[305] Tableau produit à partir de la pièce B-0238.

[475] En ce qui a trait aux volumes livrés hors territoire, le taux unitaire de 0,700 ¢/m³ autorisé par la décision D-2011-108[306] demeure inchangé. À cet égard, le Distributeur ne prévoit livrer aucun volume hors des zones de consommation[307].

15.7 OPINION DE LA RÉGIE

15.7.1 TARIF DE FOURNITURE DU GSR ET FRAIS DE SOCIALISATION

[476] **La Régie approuve le prix de fourniture du GSR de 85,239 ¢/m³ pour l'année tarifaire 2026-2027, incluant l'intégration du revenu additionnel découlant de la vente des UC, tel que proposé par Énergir et présenté au tableau 12 de la présente décision.**

[477] La Régie constate que l'intégration des revenus additionnels découlant de la vente d'UC réalisée après le 31 janvier 2026 permet de réduire le tarif GSR de 8,596 ¢/m³, ainsi que le coût projeté des unités de GSR invendues de 23,619 M$. Dans un contexte de hausse marquée des frais de socialisation pour l'année 2026-2027, elle juge que l'intégration immédiate de ces revenus réels est prudente et appropriée, puisqu'elle permet d'atténuer les impacts tarifaires à court terme et d'en faire bénéficier rapidement la clientèle.

[478] La Régie précise toutefois que cette approbation est exceptionnelle et ne modifie pas la date de référence du 31 janvier établie dans la décision D-2026-059. Elle rappelle également qu'Énergir doit, à chaque dossier tarifaire, présenter les deux options d'intégration du solde du *CER – Revenus RCP*, ainsi que leurs impacts tarifaires, conformément à cette décision.

[479] Par ailleurs, la Régie est sensible aux préoccupations soulevées par l'ACIG quant à l'importance des frais de socialisation du GSR et à leurs effets sur la clientèle. Elle n'est toutefois pas convaincue que la suspension temporaire, pour l'année tarifaire 2026-2027, de l'application de la méthode prévisionnelle aux fins du calcul des frais de socialisation

306 Dossier R-3732-2010, décision D-2011-108, par. 91.
307 Pièce B-0075, p. 21.

du GSR, permettrait d'atténuer durablement les impacts tarifaires associés aux coûts d'acquisition du GSR.

[480] Dans sa décision D-2026-059[308], la Régie a jugé que la méthode prévisionnelle respectait les principes de causalité et d'appariement des coûts, en permettant de mieux arrimer leur récupération à la période au cours de laquelle ils sont encourus. Elle a également conclu que cette méthode permettait de réduire les surcoûts à socialiser. La suspension demandée aurait pour effet de réintroduire le décalage temporel que cette méthode vise précisément à corriger.

[481] En effet, la Régie comprend que la suspension proposée ne ferait que différer la récupération des coûts sans en réduire le montant. Les sommes reportées généreraient des coûts additionnels, notamment en intérêts et en impôts, ce qui pourrait accroître les montants à recouvrer au cours des années tarifaires ultérieures et amplifier les pressions tarifaires.

[482] La Régie reconnaît que la suspension demandée procurerait un allègement tarifaire à court terme, notamment à la clientèle industrielle. Elle estime toutefois que la possibilité que son avis au ministre devant être rendu en novembre 2026 mène à une modification du cadre réglementaire ne suffit pas à justifier le report de coûts actuellement engagés en fonction des obligations en vigueur.

[483] La Régie tient également compte des préoccupations énoncées au Décret quant aux impacts des frais de socialisation. Or, elle estime que la preuve ne démontre pas que les avantages attendus de la suspension de la méthode prévisionnelle seraient plus favorables pour la clientèle que les coûts additionnels et les pressions tarifaires futures qui en découleraient. La Régie ne juge donc pas opportun de s'écarter de la méthode approuvée dans sa décision D-2026-059.

[484] Par ailleurs, la Régie estime qu'un tel report soulèverait un enjeu d'équité intergénérationnelle, puisqu'il ferait supporter à la clientèle future des coûts associés à des obligations réglementaires et à des acquisitions de GSR rattachées à l'année tarifaire courante, ainsi que les coûts additionnels découlant de leur report.

---

308 Dossier R-4320-2026, décision D-2026-059, p. 31.

[485] De surplus, la Régie souligne que la valorisation des UC constitue un élément important du mécanisme approuvé dans la décision D-2026-059. Les revenus qui en découlent réduisent les coûts nets assumés par la clientèle et contribuent à atténuer les impacts tarifaires associés à l'application de la méthode prévisionnelle.

[486] Enfin, à l'instar de la FCEI, la Régie considère que la diminution du tarif de distribution prévue pour l'année tarifaire 2026-2027 offre un contexte favorable à la transition vers la méthode prévisionnelle, puisqu'elle en atténue l'impact sur la facture globale.

[487] Ainsi, la Régie juge préférable de maintenir l'application de la méthode prévisionnelle approuvée dans la décision D-2026-059 et rejette la proposition de l'ACIG.

[488] Par ailleurs, la Régie constate que le calcul des frais de socialisation du GSR pour l'année tarifaire 2026-2027 doit être mis à jour afin de tenir compte de la décision D-2026-110, notamment en ce qui a trait à la consommation résiduelle projetée de GNT. **La Régie réserve donc sa décision sur le tarif pour les frais de socialisation du GSR à sa décision finale.**

15.7.2 TARIFS DE DISTRIBUTION

[489] La Régie juge que la stratégie tarifaire en distribution appliquée par Énergir est conforme à ses décisions antérieures[309]. Quant aux travaux sur la vision tarifaire mentionnée par Énergir, la Régie note que le dossier portant sur le premier volet a été déposé[310].

[490] **Elle approuve la stratégie tarifaire d'établissement des tarifs de distribution proposée pour l'année tarifaire 2026-2027. De plus, considérant sa conclusion présentée**

---

309 Dossiers R-3809-2012 Phase 2, décision D-2013-106, p. 134, et R-4076-2018 Phase 2, décision D-2019-141, p. 150 et 151.

310 Pièce A-0037, p. 117.

à la section 9.4 de la présente décision, la Régie approuve les taux en distribution, tels que proposés[311].

15.7.3 TARIFS DE TRANSPORT ET D'ÉQUILIBRAGE

[491] La Régie juge que les prix de transport et d'équilibrage sont établis en conformité avec les décisions et méthodes approuvées. **En conséquence, la Régie approuve les prix de transport et d'équilibrage pour l'année tarifaire 2026-2027 tel que présentés aux pièces B-0077 et B-0181.**

15.7.4 TARIF DE RÉCEPTION

Tarif 2025-2026 pour le point de réception Montréal

[492] La Régie juge que les taux du tarif de réception sont établis en conformité avec ses décisions antérieures.

[493] **En conséquence, la Régie approuve et fixe, à compter du 1er septembre 2026, le tarif de réception applicable au point de réception « Montréal », tel que présenté à la pièce B-0224, pour le reste de l'année tarifaire 2025-2026 et illustré aux versions française et anglaise de l'article 14.5.2.1.1 du texte des CST présenté à cette pièce. Par ailleurs, considérant les dispositions de la présente décision à l'égard de la suppression de l'article 14.5.2.2.1, la Régie note que la modification illustrant la proposition en lien avec l'ajout du point de réception Montréal à cet article est maintenant caduque.**

311 Pièce B-0182.

Tarif 2026-2027

[494] La Régie juge que les taux du tarif de réception sont établis en conformité avec ses décisions antérieures. **Elle approuve donc les taux du tarif de réception proposés pour l'année 2026-2027.**

[495] Énergir rappelle qu'au paragraphe 112 de la décision D-2024-118[312], la Régie lui demandait de déposer, pour chaque point de réception, les taux du tarif de réception, le détail du coût de service et les coûts de catégorie A au 30 septembre de l'année de base. Considérant sa proposition de traitement réglementaire pour les années intermédiaires des cycles pluriannuels, Énergir demande à la Régie de ne pas déposer ces suivis lors des années intermédiaires du cycle triennal[313], lesquels ont été présentées au dossier R-4287-2024[314].

[496] **Considérant les conclusions énoncées aux paragraphes [210] [213] et [214] de la présente décision, la Régie prend acte que les suivis de sa décision D-2024-118, au paragraphe 112, ne seront déposés qu'à la première année de chaque cycle triennal, sauf pour les nouveaux producteurs débutant leur injection pendant une année intermédiaire.**

16 DEMANDES D'ORDONNANCES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

16.1 DEMANDE D'ÉNERGIR

[497] Énergir demande à la Régie d'ordonner le traitement confidentiel de certaines pièces et informations. Elle soumet des déclarations sous serment au soutien de ses demandes d'ordonnances de traitement confidentiel. Elle précise que pour les informations pour lesquelles elle demande le traitement confidentiel pour une durée indéterminée, elle informera la Régie dans un délai de cinq ans à la suite de la décision

312 Dossier R-4257-2024, décision D-2024-118, p. 34, par. 112.

313 Pièce B-0052, p. 10. Cette proposition est examinée à la section 4.1 de la présente décision.

314 Dossier R-4287-2024 Phase 2, pièce B-0149, p. 19 et 20.

accordant l'ordonnance de confidentialité demandée, de l'opportunité ou non, que les informations visées soient rendues publiques.

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

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

[499] 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.

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

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

TABLEAU 17

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
Informations contenues à l'annexe 3 de la pièce Énergir-H, Document 2 (Pièce B-0008, révisée à la pièce B-0145, déposée sous pli confidentiel comme pièces B-0007, B-0035 et B-0146)	Pièce B-0029	Durée indéterminée

Pièce ou information faisant l'objet d'une demande de traitement confidentiel	Déclaration sous serment	Durée demandée pour le traitement confidentiel
Informations caviardées contenues au tableau 7 de la pièce Énergir-H, Document 2 (Pièce B-0008, révisée à la pièce B-0145, déposée sous pli confidentiel comme pièces B-0007 et B-0146)	Pièce B-0030	Durée indéterminée
Informations caviardées contenues à la section 3.1.1 de la pièce Énergir-H, Document 3 (Pièce B-0010, révisée aux pièces B-0036, B-0147, B-0176 et B-0204 et B-0209, déposée sous pli confidentiel comme pièces B-0009, B-0037, B-0148, B-0177, B-0205, B-0208 et B-0210)	Pièce B-0031	Durée indéterminée
Informations caviardées contenues à la section 1.2 de la pièce Énergir-H, Document 3 (Pièce B-0010, révisée aux pièces B-0036, B-0147 et B-0176, déposée sous pli confidentiel comme pièces B-0009, B-0037, B-0148, B-0177, B-0205, B-0208 et B-0210)	Pièce B-0031	10 ans
Informations caviardées contenues aux pages 2, 6 et 7 de la pièce Énergir-H, Document 6 (Pièce B-0014, révisée à la pièce B-0038, déposée sous pli confidentiel comme pièces B-0013, B-0035 et B-0039)	Pièce B-0031	Durée indéterminée
Informations caviardées contenues aux pages 5 et 6 de la pièce Énergir-H, Document 10 (Pièce B-0041, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0042 et contenue aux pièces B-0005, B-0144 et B-0175, déposées sous pli confidentiel)	Pièce B-0029	Durée indéterminée

Pièce ou information faisant l'objet d'une demande de traitement confidentiel	Déclaration sous serment	Durée demandée pour le traitement confidentiel
Informations caviardées contenues à la pièce Énergir-J, Document 5 (Pièce B-0125, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0124). Ces informations sont reprises à la section 5 de la preuve écrite de la FCEI (pièce C-FCEI-0019, déposée sous pli confidentiel comme pièce C-FCEI-0020) **Informations contenues à la pièce Énergir-J, Document 6** (Pièce B-0211, déposée sous pli confidentiel).	Pièce B-0122	Durée indéterminée
Informations caviardées contenues à la pièce Énergir-N, Document 6 (Pièce B-0068, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0069, et contenues à l'onglet Énergir-N – Coûts de service et revenu additionnel requis, déposé sous pli confidentiel comme pièce B-0062)	Pièce B-0031	Durée indéterminée
Informations caviardées contenues à la réponse à la question 3.2 de la pièce Énergir-T, Document 12 (Pièce B-0137, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0138)	Pièce B-0153	10 ans

Pièce ou information faisant l'objet d'une demande de traitement confidentiel	Déclaration sous serment	Durée demandée pour le traitement confidentiel
Informations caviardées contenues aux réponses aux questions 1.2 et 1.4 de la pièce Énergir-T, Document 1 - Réponse à la demande de renseignements nº 1 de la Régie (Pièce B-0091, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0092). **Informations caviardées contenues aux réponses aux questions 1.1 et 1.5 de la pièce Énergir-T, Document 3 - Réponse à la demande de renseignements nº 1 de l'AHQ-ARQ** (Pièce B-0098, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0099). **Informations caviardées contenues aux réponses aux questions 1.4, 1.5 et 1.12 de la pièce Énergir-T, Document 4 - Réponse à la demande de renseignements nº 1 de la FCEI** (Pièce B-0100, révisée à la pièce B-0110, déposée sous pli confidentiel comme pièces B-0101 et B-0111) (Pièce B-0107, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0108).	Pièce B-0031	Durée indéterminée

Pièce ou information faisant l'objet d'une demande de traitement confidentiel	Déclaration sous serment	Durée demandée pour le traitement confidentiel
Informations caviardées contenues au tableau Q-2.1 de la pièce Énergir-T, Document 1 - Réponse à la demande de renseignements nº 1 de la Régie (Pièce B-0091, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0092). **Informations caviardées contenues au tableau Q-3.1 de la pièce Énergir-T, Document 3 - Réponse à la demande de renseignements nº 1 de l'AHQ-ARQ** (Pièce B-0098, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0099). **Informations caviardées contenues à la réponse à la question 1.14 de la pièce Énergir-T, Document 4 - Réponse à la demande de renseignements nº 1 de la FCEI** (pièce B-0107, révisée comme pièce B-0110 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0108, révisée comme pièce B-0111).	Pièce B-0219	Jusqu'à la finalisation des travaux relatifs à la solution temporaire pour permettre l'injection du GSR produit par la SÉMER.
Informations caviardées contenues à la réponse à la question 1.4 de la pièce Énergir-T, Document 7, ainsi que l'annexe Q-9.1 (Pièce B-0131, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0132.)	Pièce B-0031	Durée indéterminée

16.2 OPINION DE LA RÉGIE

[502] Après examen des motifs énoncés aux déclarations sous serment de la deuxième colonne du tableau 17 ci-dessus, la Régie juge que ceux-ci justifient que les pièces et informations déposées sous pli confidentiel, identifiées à la première colonne du tableau, soient traitées de façon confidentielle.

[503] **Par conséquent, la Régie accueille les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel relatives à ces pièces et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour les durées énoncées à la dernière colonne du tableau.**

[504] 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.**

[505] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE le plan d'approvisionnement 2027-2030;

APPROUVE un taux de FGE de 26,47% pour l'année tarifaire 2026-2027;

AUTORISE des dépenses d'exploitation de 268 914 000 $;

AUTORISE pour l'année 2026-2027, les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs inférieurs au seuil, estimés à 217,5 M$, destinés à la distribution de gaz naturel et pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application;

ÉTABLIT le coût en capital prospectif à 6,06 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification (investissements) ainsi que de l'actualisation des contributions tarifaires dans le cadre de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement;

ÉTABLIT le coût en capital prospectif après impôt à 5,48 % aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement en le comparant au TRI du projet considérant que les flux monétaires des projets n'intègrent pas la notion d'économie d'impôt reliée aux frais financiers;

APPROUVE les prix de transport proposés pour l'année tarifaire 2026-2027;

APPROUVE les prix d'équilibrage proposés pour l'année tarifaire 2026-2027;

APPROUVE la stratégie tarifaire d'établissement des tarifs de distribution proposée pour l'année tarifaire 2026-2027, ainsi que les taux proposés;

APPROUVE et **FIXE**, conformément à la présente décision et à compter du 1er septembre 2026, le tarif de réception applicable au point de réception « Montréal », pour le reste de l'année tarifaire 2025-2026;

APPROUVE le prix de fourniture du GSR de 85,239 ¢/m³ pour l'année tarifaire 2026-2027, incluant l'intégration du revenu additionnel découlant de la vente des UC, tel que proposé par Énergir et présenté au tableau 12 de la présente décision;

RÉSERVE sa décision sur le tarif pour les frais de socialisation du GSR dans la décision finale sur les tarifs;

RÉSERVE sa décision sur l'établissement de la BT dans la décision finale sur les tarifs;

RÉSERVE sa décision sur le revenu requis total et sur l'ajustement tarifaire global dans sa décision finale sur les tarifs;

APPROUVE l'établissement des coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL pour l'exercice financier 2026-2027;

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

Samy Gennaoui
Régisseur

Esther Falardeau
Régisseur

Louis Legault
Régisseur

ANNEXE 1 – INFORMATIONS CONFIDENTIELLES RELATIVES AU SPEDE

(sous pli confidentiel)