D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2025-105	R-4287-2024	14 novembre 2025
	Phase 2	

PRÉSENTES :

Lise Duquette
Esther Falardeau
Sylvie Durand
Régisseurs

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision partielle 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 2025

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.
représentée par Mes Marie Lemay Lachance et Philip Thibodeau.

Intervenants :

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

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)
représenté par Me Steve Cadrin;

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

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)
représenté par Me Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC)
représentée par Me Éric McDevitt David;

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

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétique (RTIEÉ)
représenté par Me 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 2026-2029 ..... **13**

3.1 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS GLOBALES **14**

3.1.1 Situation concurrentielle 14

3.1.2 Scénarios de base, haut et bas 14

3.1.3 Position des intervenants 17

3.1.4 Opinion de la Régie 18

3.2 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2026-2029 ..... **19**

3.2.1 Année 2025-2026 19

3.2.2 Entreposage 20

3.2.3 Approvisionnement et distribution de GSR 20

3.2.4 Opinion de la Régie 21

4 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES **21**

4.1 AMORTISSEMENT D'ACTIFS INTANGIBLES **21**

4.1.1 Suivi de la décision D-2024-057 portant sur la durée de vie utile 21

4.1.2 Amortissement du CFR – SF HXM 23

4.1.3 Opinion de la Régie 23

4.2 CFR - COMPOSANTE 3 DU PROJET SAINTE-SOPHIE **24**

4.2.1 Suivi de la décision D-2024-053 - Projet Sainte-Sophie 24

4.2.2 Position des intervenants 25

4.2.3 Opinion de la Régie 25

4.3 CRÉATION DE NOUVELLES CATÉGORIES D'ACTIFS **25**

4.3.1 Proposition d'Énergir 25
4.3.2 Opinion de la Régie 27
5 DÉVELOPPEMENT DES VENTES 27
5.1 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2025-2026 27
5.2 SUIVI DE LA DÉCISION D-2023-018 PORTANT SUR LA MÉTHODE D'ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES PROJETS D'EXTENSIONS DE RÉSEAU 29
5.2.1 Contexte 29
5.2.2 Évaluation de l'impact des modifications apportées 31
5.2.3 Hypothèse moins restrictive 32
5.2.4 Opinion de la Régie 32
5.3 RÉVISION DE LA GRILLE D'APPLICATION DES MARCHÉS VISÉS 33
5.3.1 Proposition d'Énergir 33
5.3.2 Positions des intervenants 35
5.3.3 Opinion de la Régie 36
6 CASEP 39
6.1 POSITION D'ÉNERGIR 39
6.2 POSITION DU ROEÉ 40
6.3 OPINION DE LA RÉGIE 40
7 REVENU REQUIS 41
7.1 ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS 41
7.2 DÉPENSES D'EXPLOITATION 42
7.2.1 Contexte 42
7.2.2 Évolution du budget des dépenses d'exploitation 43
7.2.3 Position des intervenants 45
7.2.4 Opinion de la Régie 45
7.3 AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS 46
7.3.1 Prévision pour l'année 2025-2026 46

7.3.2 Processus d'établissement de la dépense d'amortissement au dossier tarifaire 47
7.3.3 Opinion de la Régie 48
7.4 AMORTISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS ET ACTIFS INTANGIBLES 49
7.4.1 Prévision pour l'année 2025-2026 49
7.4.2 Opinion de la Régie 50
7.5 CONTRIBUTION GES POUR L'ANNÉE 2025-2026 50
7.5.1 Position d'Énergir 50
7.5.2 Position des intervenants 52
7.5.3 Opinion de la Régie 53
7.6 UTILISATION DE L'USINE LSR PAR LE CLIENT GM GNL 55
7.6.1 Coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL 55
7.6.2 Opinion de la Régie 56
7.7 OPINION DE LA RÉGIE SUR LE REVENU REQUIS 56
8 AJUSTEMENT TARIFAIRE 57
8.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL 57
8.2 SERVICE DE DISTRIBUTION 58
8.3 SERVICE DE TRANSPORT 59
8.4 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE (SAISONNIER ET FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE) 59
8.5 FRAIS DE SOCIALISATION DU GSR 59
8.6 OPINION DE LA RÉGIE 59
9 PROJETS D'ACQUISITION OU DE CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS DONT LE COÛT INDIVIDUEL EST INFÉRIEUR AU SEUIL RÉGLEMENTAIRE 60
9.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR 60
9.2 OPINION DE LA RÉGIE 62
10 BASE DE TARIFICATION 62
10.1 ADDITION À LA BASE DE TARIFICATION 62

10.2 ÉTABLISSEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION 64

10.3 OPINION DE LA RÉGIE 66

10.4 ÉTUDE SUR LES TAUX D'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES 66

10.4.1 Actifs de distribution, de stockage et de transmission 67

10.4.2 Installations générales 69

10.4.3 Opinion de la Régie 70

11 STRATÉGIE FINANCIÈRE 71

11.1 PREUVE D'ÉNERGIR 71

11.2 OPINION DE LA RÉGIE 72

12 STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES 73

12.1 PRIX DE FOURNITURE DU GSR 73

12.1.1 Méthode actuelle d'établissement du tarif GSR 73

12.1.2 Proposition d'Énergir 74

12.1.3 Position des intervenants 81

12.1.4 Commentaires d'Énergir sur la position de la FCEI 83

12.1.5 Opinion de la Régie 84

12.2 ÉTABLISSEMENT DES FRAIS DE SOCIALISATION DU GSR 86

12.3 TARIF DE DISTRIBUTION 87

12.3.1 Tarif général D_1 88

12.3.2 Stratégie aux tarifs à débit stable D_3 et D_4 89

12.3.3 Stratégie au tarif interruptible D_5 90

12.3.4 Résultats de la stratégie tarifaire 91

12.4 TARIF DE TRANSPORT 92

12.5 TARIF D'ÉQUILIBRAGE 92

12.6 TARIF DE RÉCEPTION 94

12.6.1 Tarif 2024-2025 pour la Ville de Québec 94

12.6.2 Tarifs 2025-2026 95

12.6.3 Suivis de décisions 96

12.7 OPINION DE LA RÉGIE 97

12.7.1 Prix de fourniture de GSR 97

12.7.2 Frais de socialisation du GSR 98

12.7.3 Stratégie tarifaire d'établissement des tarifs de distribution 101

12.7.4 Tarifs de transport et d'équilibrage 101

12.7.5 Tarifs de réception 101

13 MODIFICATIONS AU TEXTE DES CST 103

13.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR 104

13.1.1 Article 1.2 - Information 104

13.1.2 Article 9.4.1 105

13.2 POSITION DES INTERVENANTS 107

13.3 OPINION DE LA RÉGIE 108

13.3.1 Article 1.2 108

13.3.2 Article 9.4.1 109

14 MISE À JOUR DU TEXTE DES CST 109

DISPOSITIF 110

LISTE DES ACRONYMES

ASF	avantages sociaux futurs
CASEP	compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes
CFR	compte de frais reportés
CMC	capacité maximale contractuelle
CST	*Conditions de service et Tarif*
DDR	demande de renseignements
D_R	tarif de réception
FGE	frais généraux entrepreneurs
GM GNL	le client GM GNL
GNR	gaz naturel renouvelable
GNT	gaz naturel traditionnel
GRA	investissements générant des revenus additionnels
GSR	gaz de source renouvelable
GSR-C	gaz de source renouvelable comprimé
GSR-L	gaz de source renouvelable liquéfié
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
MELCCFP	Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les Changements Climatiques, de la Faune et des Parcs
NGRA	investissements ne générant pas de revenus additionnels
OMA	obligation minimale annuelle
OMQ	obligation minimale quotidienne
PGIRE	Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques
PMD	petit et moyen débits
PMT	point mort tarifaire
SF HXM	solution informatique SuccessFactors HXM
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes

LISTE DES SIGNES CONVENTIONNELS

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

1 INTRODUCTION

[1] Le 13 décembre 2024, Énergir, s.e.c. (le Distributeur ou Énergir) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31, 32, 34, 48 et 49 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*[1] (la Loi), une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des *Conditions de service et Tarif* (CST) à compter du 1er octobre 2025, ainsi que les pièces à son soutien. Cette demande est amendée à plusieurs reprises par la suite.

[2] Les 20 décembre 2024 et 15 janvier 2025, la Régie rend ses décisions procédurales D-2024-135 et D-2025-006[2].

[3] Les 28 mars, 9 mai et 4 juin 2025, par ses décisions D-2025-043, D-2025-055 et D-2025-060[3], la Régie se prononce sur les conclusions recherchées par Énergir en Phase 1 du présent dossier.

[4] Le 13 juin 2025, la Régie rend sa décision procédurale D-2025-065 portant sur la Phase 2 du présent dossier. D'avril à août 2025, le traitement de la Phase 2 se déroule conformément aux instructions de la Régie[4].

[5] Du 3 au 16 septembre 2025, la Régie tient une audience. Le 4 septembre 2025, la Régie rend sa décision, séance tenante, sur la fixation provisoire des tarifs à compter du 1er octobre 2025 et sur la création de la phase 3 au présent dossier (Phase 3).

[6] Le 5 septembre 2025, Énergir dépose une huitième demande réamendée (la Demande)[5]. Les 17 et 22 septembre 2025, Énergir identifie les conclusions recherchées sur lesquelles la Régie devra se prononcer dans la présente décision, aux fins de fixer les tarifs de l'année 2025-2026[6].

---

1 RLRQ, c. R-6.01.
2 Décisions D-2024-135 et D-2025-006.
3 Décisions D-2025-043, D-2025-055 et D-2025-060.
4 Décision D-2025-065 et pièces A-0040, A-0048, A-0049, A-0050, A-0052 et A-0053.
5 Pièce B-0256.
6 Pièces B-0268 (remplacée par la pièce B-0270) et B-0269.

[7] Le 11 septembre 2025, la Régie rend sa décision D-2025-090[7], rendue séance tenante. Elle approuve également la modification proposée à l'article 11.4.1 des CST, en version française et anglaise, et fixe son entrée en vigueur au 1er octobre 2025.

[8] Le 23 septembre 2025, la Régie informe les participants qu'elle entame son délibéré[8].

[9] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les conclusions recherchées de la Demande ayant trait aux sujets suivants :

- L'année 2025-2026 du plan d'approvisionnement 2026-2029 – motifs à suivre;
- Développement des ventes (excluant le Programme d'encouragement à la décarbonation);
- Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP)
- Demandes liées aux actifs intangibles, aux comptes de frais reportés (CFR) et aux catégories d'actifs;
- Investissements et base de tarification;
- Stratégie financière;
- Coûts de services et revenu additionnel requis;
- Stratégie et grilles tarifaires;
- Certaines dispositions du texte des CST.

[10] En ce qui a trait aux autres conclusions recherchées de la Demande, la Régie se prononcera sur celles-ci dans sa décision ultérieure sur le fond.

---

7 Décision D-2025-090.

8 Pièce A-0095.

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] La Régie approuve l'année 2025-2026 du plan d'approvisionnement 2026-2029 pour les motifs qui seront énoncés ultérieurement.

[13] La Régie approuve partiellement les modifications proposées à la méthode d'évaluation de la rentabilité des extensions de réseau.

[14] Considérant les dispositions de la section 7.7 de la présente décision, la Régie demande à Énergir de déposer la mise à jour des informations au dossier **au plus tard 14 jours suivant la présente décision**[9]. La Régie se prononcera ainsi sur la demande d'approbation du revenu requis dans sa décision finale sur les tarifs.

3 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2026-2029

[15] Énergir présente son plan d'approvisionnement 2026-2029 (le Plan d'approvisionnement)[10], préparé en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (le Règlement)[11]. Il couvre les plans 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.

---

9 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.

10 Pièces B-0158 et B-0159 (confidentielle).

11 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[12] 2024-2025 et utilisées comme point de départ au présent dossier, ainsi que les prévisions de livraison à l'horizon 2029.

3.1 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS GLOBALES

3.1.1 SITUATION CONCURRENTIELLE

[17] Pour la durée du Plan d'approvisionnement, le gaz naturel devrait maintenir une situation concurrentielle favorable pour le marché grandes entreprises (GE ou VGE)[13]. Pour le marché résidentiel, Énergir anticipe une situation concurrentielle généralement défavorable du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie[14]. Pour le marché affaires, la position concurrentielle du gaz naturel est généralement favorable face à l'électricité. Cependant, considérant l'installation d'appareils efficaces, la position concurrentielle est défavorable dans plusieurs des cas pour le marché affaires analysés par Énergir[15].

3.1.2 SCÉNARIOS DE BASE, HAUT ET BAS

[18] Énergir a préparé le présent dossier dans un contexte de guerre tarifaire avec les États-Unis. Pour le marché des petits et moyens débits (PMD), les prévisions économiques utilisées datent majoritairement de décembre 2024. Pour les GE, les prévisions ont été recueillies par les représentants d'Énergir après l'élection américaine de novembre 2024. Puisque les données utilisées ont été collectées après l'élection américaine, Énergir émet l'hypothèse que les effets économiques de cette élection ont été intégrés par les marchés[16].

---

12 4 mois réels et 8 mois projetés.
13 Pièce B-0232, p. 11.
14 Pièce B-0232, p. 14.
15 Pièce B-0232, p. 17.
16 Pièce B-0232, p. 5.

[19] Malgré l'incertitude économique actuelle, Énergir juge que le scénario de base demeure le plus pertinent. Le Distributeur rappelle que les hypothèses du Plan d'approvisionnement sont continuellement sujettes à changement après le dépôt initial. De plus, bien que certaines hypothèses aient été révisées à la baisse, d'autres sont révisées à la hausse[17]. Le Distributeur souligne que l'évolution du contexte depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement n'a pas entraîné de changements majeurs[18].

[20] Ce constat d'absence de changement majeur a été réitéré en audience[19]. Bien que selon les prévisions plus récentes d'Énergir, la croissance économique prévue l'an prochain soit légèrement plus faible, le volume réel de livraison de gaz naturel pour l'année en cours est plus élevé qu'anticipé[20]. Or, l'année en cours est un intrant important dans la détermination des livraisons des années suivantes, particulièrement pour la clientèle GE[21].

[21] Énergir rappelle que la différence entre le scénario de base et le scénario bas, dans le présent dossier, est plus élevée que l'impact de la pandémie de COVID-19. En 2019-2020, alors que l'économie fut mise à l'arrêt par la pandémie, les livraisons avaient été moindres de 221 Mm^3 que les prévisions du scénario de base. Or, dans le présent dossier, les livraisons prévues dans le scénario bas sont 407 Mm^3 moindres que dans le scénario bas[22].

[22] À partir des hypothèses économiques et énergétiques retenues et de la révision volumétrique 4/8 pour l'année 2024-2025, Énergir présente la prévision de la demande de la clientèle du scénario de base du Plan d'approvisionnement. Cette prévision est résumée au tableau suivant.

---

17 Pièce B-0162, p. 2, réponse à la question 1.1.
18 Pièce B-0181, p. 14, réponse à la question 6.1.
19 Pièce A-0072, p. 16.
20 Pièce A-0072, p. 69 et 70.
21 Pièce A-0072, p. 132 et 133.
22 Pièces B-0254, p. 4, et A-0072, p, 137.

TABLEAU 1[23]

DEMANDE AVANT INTERRUPTIONS (SCÉNARIO DE BASE)

Catégorie de clientèle *($10^6 m^3$)*	**2024-2025** [1]	**2025-2026**	**2026-2027**	**2027-2028**	**2028-2029**
Service continu	**5 675,2**	**5 601,3**	**5 602,4**	**5 541,1**	**5 431,4**
Grandes entreprises (GE)	2 721,3	2 689,0	2 708,8	2 683,2	2 659,7
Petit et moyen débits (PMD)	2 953,9	2 912,3	2 893,6	2 857,9	2 771,7
Service interruptible	**437,1**	**389,1**	**394,4**	**391,8**	**394,7**
Contrat régulier	284,5	242,6	248,0	245,3	248,2
Contrat gaz d'appoint	152,6	146,5	146,5	146,5	146,5
TOTAL - Plan 2026-2029	**6 112,2**	**5 990,4**	**5 996,8**	**5 932,9**	**5 826,1**
Variation		-2,0%	0,1%	-1,1%	-1,8%
TOTAL - Plan 2025-2028	6 080,4	6 060,9	6 130,2	6 169,9	s/o
Variation		-0,3%	1,1%	0,6%	

Note 1 :Livraisons prévues lors de la révision volumétrique 4/8. Volumes après interruptions pour les 4 mois réels.

[23] Énergir prévoit une diminution des livraisons globales de 286 $10^6 m^3$ entre 2024-2025 et 2028-2029, soit une réduction de 4,7%.

[24] Sur l'ensemble du Plan d'approvisionnement, Énergir prévoit une diminution de la demande du gaz naturel de 164,3 $10^6 m^3$entre 2025-2026 et 2028-2029.

[25] Pour le marché GE, la demande de gaz naturel au service continu diminue de 29,3 $10^6 m^3$. Cette diminution est principalement liée aux mesures d'efficacité énergétique et à la conjoncture économique. Ces pertes sont partiellement compensées par la fluctuation de production, ainsi que la migration d'un client du tarif D_1 vers le tarif D_4[24].

[26] Pour le marché PMD, la demande de gaz naturel diminue de 140,6 $10^6 m^3$. Cette baisse s'explique principalement par la faible croissance économique prévue, le transfert

23 Pièce B-0232, p. 35, tableau 20 et p. 41, tableau 25.

24 Pièce B-0232, p. 28.

vers l'électricité dû à la biénergie et les mesures d'efficacité énergétique. La maturation des nouvelles ventes aux tarifs D_1 et D_3 ne compensent que partiellement ces baisses[25].

[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 chaque client. Également, des projets sont inclus ou exclus du scénario de base en fonction de leur probabilité de réalisation[26].

3.1.3 POSITION DES INTERVENANTS

[28] Selon OC, le scénario bas reflète mieux le contexte économique actuel, marqué par un affaiblissement des échanges commerciaux avec les États-Unis. Bien que le scénario bas soit plus restrictif que les projections du marché, OC recommande de retenir ce scénario pour la prévision des livraisons[27].

[29] Le RTIEÉ constate que le Plan d'approvisionnement est un intrant du *Rapport sur la résilience climatique* de 2024[28] d'Énergir. Or l'intervenant considère que les prévisions de décroissance présentées dans ce rapport devraient plutôt servir d'intrant au Plan d'approvisionnement. Selon le RTIEÉ, cela aiderait Énergir à mieux planifier ses stratégies de ventes, ses besoins de capacité, ses démarches quant aux nouveaux bâtiments et ses programmes d'aide financière et de promotion de la biénergie[29].

[30] Le RTIEÉ a examiné les hypothèses énergétiques et économiques retenues par Énergir, afin de déterminer si le scénario moyen doit être retenu ou si un des scénarios de sensibilité est préférable. Selon les calculs de l'intervenant, les prévisions de l'*Energy Information Administration* des États-Unis pour le prix du gaz naturel sont nettement plus élevées que celles d'Énergir. Le RTIEÉ invite la Régie à constater qu'Énergir est optimiste

---

25 Pièce B-0232, p. 31.
26 Pièce B-0232, p. 36, 38 et 39.
27 Pièces C-OC-0009, p. 10 et 11, et C-OC-OO20, p. 13.
28 Énergir, *Rapport sur la résilience climatique 2024*.
29 Pièce C-RTIEÉ-0037, p. 5.

quant à l'augmentation du prix du gaz naturel dans son scénario de base[30]. De plus, l'intervenant note que les prévisions les plus récentes du ministère des Finances du Québec, pour le produit intérieur brut québécois, sont plus faibles que celles d'Énergir, alors que la prévision pour l'inflation est un peu plus élevée. L'examen des hypothèses énergétiques et économiques amènent l'intervenant à préférer un scénario plus conservateur, ou mi-faible, de la prévision de la demande d'Énergir[31].

3.1.4 OPINION DE LA RÉGIE

[31] La Régie reconnait que l'incertitude économique est élevée, alors que l'évolution de la situation économique dépend, notamment, de l'évolution des politiques commerciales américaines. Cependant, la Régie comprend que la légère baisse de la croissance économique anticipée sur la durée du Plan d'approvisionnement n'est pas suffisante pour justifier l'utilisation d'un scénario autre que celui de base. Par ailleurs, la Régie note aussi que d'autres facteurs viennent soutenir les hausses des livraisons, tel que le niveau de livraison à la clientèle GE pour l'année 4/8 2025, qui présente des variations positives comparativement aux prévisions initiales.

[32] **Bien que le contexte économique actuel reste incertain, la Régie considère que le scénario de base demeure le scénario le plus pertinent pour déterminer les prévisions de livraison de gaz naturel.**

[33] **La Régie ne retient pas la recommandation du RTIEÉ concernant le *Rapport sur la résilience climatique de 2024*.** La Régie rappelle que le Plan d'approvisionnement est déposé en conformité avec le Règlement. De plus, la Régie note, tel que l'indique Énergir, que la production des prévisions des livraisons est un exercice rigoureux qui est ensuite utilisé comme intrant pour les prévisions à plus long termes du *Rapport sur la résilience climatique*[32].

---

30 Pièce C-RTIEÉ-0027, p. 23.
31 Pièce C-RTIEÉ-0036, p. 7.
32 Pièce A-0073, p. 86 et 87.

[34] Enfin, la Régie note une décroissance de 4,7 % des livraisons globales anticipées à l'horizon du Plan d'approvisionnement par rapport à l'année 2024-2025, soit un taux de décroissance annuel moyen d'un peu moins de 1,2 %. Dans la mesure où Énergir anticipe une décroissance des consommations de l'ordre de 45 % à 50 % d'ici 2050[33], la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de sa prévision de la demande, le portrait réel et anticipé des livraisons globales, de manière à évaluer l'évolution et la matérialisation de cette décroissance anticipée d'ici 2050.

3.2 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2026-2029

3.2.1 ANNÉE 2025-2026

[35] Afin de répondre aux besoins établis, Énergir doit détenir les outils nécessaires pour répondre à la demande continue des clients en 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 dues au climat et à l'économie.

[36] 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.

[37] Pour l'année 2025-2026, Énergir établit les approvisionnements requis pour répondre à la demande continue en journée de pointe à 36 275 $10^3 m^3$/jour. À l'instar des années 2023-2024 et 2024-2025, la consommation des clients au service interruptible considérés comme étant incapables de s'interrompre est incluse dans la demande continue du scénario de base, en se basant sur les retraits interdits effectués lors de la journée de pointe de l'hiver 2022-2023[34].

---

33 *Rapport sur la résilience climatique* (voir notamment la pièce C-RTIEÉ-0027, p. 26) et pièce A-0072, p. 78 et 79.

34 Pièce B-0158, p. 18 et annexe 4, et dossier R-4213-2022 Phase 2, décision D-2023-116, p. 33.

[38] Considérant que le débit actuel des outils d'approvisionnement est de 36 228 10^3m^3/jour, Énergir prévoit un déficit d'outils d'approvisionnement de 47 10^3m^3/jour pour l'année 2025-2026. En fonction des besoins établis à la révision 0/12, Énergir prévoit conclure une entente spécifique avec un client ou souscrire à un service de pointe, comme elle le fait depuis 2022-2023. Le cas échéant, Énergir déposera à la Régie une demande d'approbation des caractéristiques de l'entente[35].

3.2.2 ENTREPOSAGE

[39] Dans sa décision D-2024-113[36], la Régie approuvait les caractéristiques du ou des contrats d'entreposage devant entrer en vigueur le 1er avril 2025. À la suite de cette décision, Énergir présente la description des offres reçues, les hypothèses concernant les prix du gaz naturel et de revente du transport *Firm Transportation Long Haul* et la démonstration à l'effet que les offres retenues sont les plus avantageuses pour la clientèle[37].

3.2.3 APPROVISIONNEMENT ET DISTRIBUTION DE GSR

[40] Pour l'année 2025-2026, Énergir prévoit[38] :

- Une consommation de gaz de source renouvelable (GSR) de 37 875 10^3m^3, laquelle inclut celle des clients volontaires (au tarif GSR et en achat direct), ainsi que l'autoconsommation par Énergir;
- Des approvisionnements en GSR de 263 786 10^3m^3;
- Utiliser les volumes en inventaire pour atteindre l'obligation prévue au *Règlement concernant le gaz de source renouvelable*[39] (le Règlement GSR), évaluée à 307 454 10^3m^3;

---

35 Pièces B-0158, p. 20, et B-0159, déposée sous pli confidentiel.
36 Dossier R-4257-2024, décision D-2024-113, p. 41.
37 Pièces B-0053 en version caviardée et B-0054, déposée sous pli confidentiel.
38 Pièces B-0049, p. 43 et 44, et B-0160, p. 4.
39 RLRQ, c. 6-01, r.4.

- Des volumes de 269 579 10^3m^3 de GSR vendus au prix du gaz réseau.

3.2.4 OPINION DE LA RÉGIE

[41] Pour les motifs à suivre qui seront précisés et élaborés dans sa décision ultérieure sur le fond, et aux fins de l'approbation des tarifs de l'année tarifaire 2025-2026, **la Régie approuve le Plan d'approvisionnement pour l'année 2025-2026**.

[42] **Aux fins de la fixation des tarifs de l'année 2025-2026, la Régie autorise que l'impact associé aux contrats d'entreposage conclus à compter du 1er avril 2025 soit constaté dans le CFR de trop-perçu/manque à gagner du service d'équilibrage au rapport annuel 2025**. En effet, ces contrats sont les plus avantageux pour la clientèle, tant à l'égard des coûts que de la sécurité d'approvisionnement. Étant donné leur date d'entrée en vigueur, ces contrats auront un impact sur les coûts d'équilibrage de l'année en cours. **La Régie autorise également que ces contrats soient considérés aux fins d'établir le revenu requis et les tarifs de l'année 2025-2026**.

[43] La Régie se prononcera également, dans le cadre de sa décision ultérieure sur le fond, sur les années 2026-2027 à 2028-2029 du Plan d'approvisionnement.

4 PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES

4.1 AMORTISSEMENT D'ACTIFS INTANGIBLES

4.1.1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2024-057 PORTANT SUR LA DURÉE DE VIE UTILE

[44] Dans sa décision D-2024-057[40], la Régie autorisait le projet SuccessFactors HXM (SF HXM). Comme son déploiement impliquait l'abandon de la plateforme Oracle avant la

[40] Dossier R-4250-2024, décision D-2024-057, p. 19 à 21.

fin de sa durée de vie initialement prévue, la Régie invitait Énergir à entamer une réflexion globale sur l'évaluation de la durée de vie utile des solutions informatiques et du renouvellement de ses processus informatiques, afin d'assurer son appariement avec les périodes d'amortissement des projets infonuagiques.

[45] Quelques mois plus tard, dans le cadre du dossier tarifaire 2024-2025, Énergir a eu l'opportunité de répondre à certaines demandes de renseignements (DDR) de la Régie à l'égard du traitement comptable réglementaire réservé aux solutions infonuagiques. Ces échanges ont d'ailleurs mené la Régie à harmoniser, en matière de méthodes comptables l'encadrement réglementaire pour ces actifs incorporels avec l'approche retenue pour les projets d'investissements visant les immobilisations corporelles.

[46] Depuis le dossier tarifaire 2024-2025, l'encadrement réglementaire pour les solutions infonuagiques est le suivant :

> [228] En conséquence, pour les projets de développements infonuagiques, la Régie autorise l'intégration de tous les coûts de nature capitalisable à la base de tarification du dossier tarifaire suivant l'autorisation du projet et leur amortissement sur une période équivalente à la durée de vie utile anticipée de la solution infonuagique retenue. Il est entendu que les coûts de nature capitalisable et la durée de vie utile anticipée de la solution infonuagique retenue devront être déterminés dans le cadre du dossier d'investissement[41].

[47] Énergir réitère que les bénéfices futurs qu'elle peut retirer d'une solution infonuagique ne sont pas exclusifs à un seul fournisseur d'hébergement, puisqu'au terme du contrat initial, Énergir pourrait opter pour un fournisseur différent, tout en poursuivant l'utilisation de la solution infonuagique, et ce, sans aucun impact.

---

[41] Pièce B-0195, p. 3, référant au dossier R-4257-2024, décision D-2024-113.

4.1.2 AMORTISSEMENT DU CFR – SF HXM

[48] Conformément aux principes énoncés par la Régie dans sa décision D-2024-113, dont le paragraphe 228 cité précédemment, Énergir propose les modalités de disposition des coûts intégrés au CFR du projet SF HXM.

[49] Énergir propose d'amortir, sur une période de 10 ans, les coûts de nature capitalisable portés au CFR – SF HXM, dès leur intégration dans la base de tarification de l'année financière 2025-2026. Elle soumet que cette période de 10 ans reflète correctement la durée de vie utile estimée de l'investissement. Les motifs au soutien de cette période de 10 ans sont présentés plus amplement dans la pièce B-0195[42].

[50] Pour les coûts de nature non capitalisable portés au CFR pendant la réalisation du projet, Énergir propose de les amortir sur une période d'un an suivant l'intégration du projet à la base de tarification en 2025-2026.

4.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[51] **La Régie prend acte du suivi portant sur l'évaluation de la durée de vie utile des projets infonuagiques requis par au paragraphe 70 de la décision D-2024-057**.

[52] **Pour les motifs invoqués par Énergir quant à la durée de vie utile de la solution informatique SF HXM, la Régie autorise l'amortissement des coûts de nature capitalisable portés au CFR sur une période de 10 ans, à compter de l'année tarifaire 2025-2026**.

[53] **Elle autorise également que les coûts de nature non capitalisable portés au CFR SF HXM soient amortis sur un an, soit en 2025-2026**.

---

[42] Pièce B-0195, p. 4 et 5.

4.2 CFR - COMPOSANTE 3 DU PROJET SAINTE-SOPHIE

4.2.1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2024-053 - PROJET SAINTE-SOPHIE

[54] Dans sa décision D-2024-053[43] portant sur le raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR et la réhabilitation d'une conduite à Sainte-Sophie, la Régie autorisait Énergir à créer un CFR portant intérêts, dans lequel seraient cumulés les coûts reliés à la composante 3 du projet d'investissement (CFR – Composante 3 Sainte-Sophie).

[55] En suivi des directives procédurales contenues dans cette décision[44], Énergir propose, au présent dossier, les modalités de disposition des coûts intégrés dans ce CFR.

[56] Énergir rappelle que, selon les principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service, les coûts d'abandon et les pertes sur disposition liés aux retraits d'actifs sont comptabilisés dans l'amortissement cumulé au bilan et pris en compte dans l'étude des taux d'amortissement[45].

[57] Cette comptabilité réglementaire permet à Énergir de niveler les coûts d'abandon, et ainsi amoindrir les fluctuations tarifaires. Dans le cas des actifs de biogaz concernés, comme leurs catégories distinctes n'existeront plus et qu'il sera donc impossible de cumuler les coûts et la perte à même l'amortissement cumulé, la création d'un CFR avait été demandée.

[58] Énergir propose d'intégrer ce CFR dans la base de tarification dès le début de l'année 2025-2026, et de l'amortir sur 2 ans, comme initialement proposé. Considérant que les coûts portés au CFR totalisent 4,1 M$[46], Énergir soumet qu'un amortissement sur 2 ans permettra d'amoindrir l'impact tarifaire pour sa clientèle.

[59] Cependant, Énergir se dit ouverte à amortir 100 % du CFR en 2025-2026 si cette approche est jugée préférable par la Régie. L'amortissement sur un an entraînerait une

---

43 Dossier R-4244-2023, décision D-2024-053, p. 19 à 21.

44 Pièce B-0181, p. 83, réponse à la question 25.1.

45 Voir la section 10.4 de la présente décision pour l'étude sur les taux d'amortissement.

46 Pièce B-0131, p. 1, ligne 27.

hausse de 1,9 M$ du coût de service en distribution. Cette modification ferait passer l'ajustement tarifaire de -16,0 M$ à -14,1 M$ en distribution, ce qui correspondrait à une baisse tarifaire de 1,89 % comparativement à 2,15 %, comme déposé[47].

4.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[60] La FCEI[48] recommande d'amortir sur un an la totalité des coûts de la composante 3 portée au CFR – Sainte-Sophie, considérant la nature des sommes en cause et le contexte de baisse tarifaire.

4.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[61] La Régie juge qu'il est préférable d'amortir le CFR - Composante 3 Sainte-Sophie sur 1 an plutôt que sur 2 ans. Il est vrai que cet amortissement plus rapide résulte en une hausse de 1,9 M$ du coût de service en distribution. Toutefois, cela permettra d'éviter des coûts de rendement additionnels. Considérant qu'une baisse tarifaire en distribution est prévue pour l'année 2025-2026, la Régie est d'avis qu'il est opportun d'amortir le CFR – Composante 3 Sainte-Sophie entièrement en 2025-2026.

[62] **La Régie autorise l'intégration du CFR – Composante 3 Sainte-Sophie et son amortissement sur une période d'un an, soit à 100 % en 2025-2026**.

4.3 CRÉATION DE NOUVELLES CATÉGORIES D'ACTIFS

4.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[63] Énergir demande l'autorisation de créer de nouvelles catégories d'actifs pour les actifs GSR-C et GSR-L de la station multiutilisateur de réception et d'injection de GSR à

---

47 Pièce B-0181, p. 84, réponse à la question 25.3.

48 Pièce C-FCEI-0027, p. 13.

Saint-Flavien. Elle demande également à la Régie d'approuver les taux d'amortissement afférents à ces catégories.

[64] Au soutien de sa demande, Énergir explique que les catégories d'immobilisation existantes ne sont pas adaptées pour ces nouveaux actifs GSR-C et GSR-L, qui incluent notamment des équipements de regazéification et de compression. Ces nouveaux actifs nécessitent une gestion distincte pour refléter leur nature et leur utilisation spécifiques.

[65] Questionnée sur l'impact de la décision D-2025-060[49] rendue en Phase 1 du présent dossier, Énergir confirme qu'elle maintient sa demande visant la création de nouvelles catégories d'actifs mais ajustée selon les paramètres présentés au tableau suivant.

TABLEAU 2[50]

NOUVELLES CATÉGORIES D'ACTIFS ET TAUX D'AMORTISSEMENT

Catégorie d'immobilisations - GSR	Durée de vie utile
Z1660 - Station de gaz porté - Actifs GSR-C	Durée du contrat
Z1670 - Station de gaz porté - Actifs GSR-L	Durée du contrat

[66] Énergir présente également les impacts de cette décision sur les données de l'année 2025-2026, soit une baisse du revenu requis en distribution de 763 k$ ainsi qu'une hausse des revenus de réception du même montant. Elle précise que ces impacts résultent à la fois de la modification de la durée d'amortissement et du changement dans le moment d'intégration des actifs à la base de tarification[51].

---

49 Décision D-2025-060, p. 9.

50 Pièces B-0181, p. 95, réponse à la question 29.1, et B-0197, p. 3.

51 Pièces B-0181, p. 96 et 97, réponse à la question 29.2, et A-0089, p. 41.

4.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

[67] La Régie retient que les catégories d'immobilisation proposées pour les nouveaux actifs liés aux stations de réception et d'injection de gaz porté (GSR-C et GSR-L) sont requises afin de refléter leur nature et leur utilisation spécifiques.

[68] Elle note également que ces catégories d'immobilisation ont été ajustées considérant que les nouveaux actifs n'ont pas été reconnus comme étant des actifs de la catégorie « Adaptation du réseau GSR ».

[69] **La Régie autorise la création de nouvelles catégories d'actifs, telles que proposées par Énergir et présentées au tableau 2 ci-dessus. Elle autorise également l'amortissement sur la durée du contrat avec les producteurs de GSR utilisant la station de gaz porté située à Saint-Flavien**.

[70] L'impact sur le revenu requis en distribution pour l'année 2025-2026 est pris en compte à la section 7.7 de la présente décision.

5 DÉVELOPPEMENT DES VENTES

5.1 RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 2025-2026

[71] Énergir demande à la Régie de prendre acte de la rentabilité du plan de développement 2025-2026, présenté au tableau suivant, et de s'en déclarer satisfaite.

TABLEAU 3[52]

SOMMAIRE DE LA RENTABILITÉ DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES VENTES EN 2025-2026

Nouveaux clients	Total[1]	Résidentiel	Affaires	Grandes entreprises
Indice de profitabilité (critère : > 1,3)[2]	1,2	1,5	2,35	16,1
Point mort tarifaire (année) (critère : > 18 ans)[2]	1	1	1	1
Impact sur les tarifs - 1 an (000 $)	(1 918)	(1 845)	(2 122)	(103)
Impact sur les tarifs - 5 an (000 $)	(3 460)	(1 690)	(10 008)	(432)

Note 1 : inclut les investissements pour le renforcement du réseau, les projets d'exception et les frais généraux corporatifs.

Note 2 : Critères de rentabilité établis dans la décision D-2018-080, p. 70 à 82 (dossier R-3867-2013 Phase 3).

[72] Énergir souligne que, conformément à la décision D-2023-116[53], le plan de développement 2025-2026 ne prend pas en compte les ventes sans raccordement.

[73] En considérant les ventes sans raccordement, l'IP du plan de développement passe de 1,2 à 1,7, dépassant ainsi le seuil minimal de 1,3 exigé par la Régie dans sa décision D-2018-080[54].

[74] En considérant également les ventes sans raccordement en suivi de la décision D-2024-113[55], le point mort tarifaire (PMT) du plan de développement demeure à une année et se situe sous le seuil maximal de 18 ans exigé par la Régie dans sa décision D-2018-080[56].

[75] De plus, en suivi des décisions D-2018-080 et D-2024-113, Énergir présente, dans la pièce B-0090, les éléments de variation du taux de frais généraux entrepreneurs (FGE),

---

52 Tableau réalisé par la Régie à partir de la pièce B-0089, p. 1.

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

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

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

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

lequel passe de 30,43 %, en 2024-2025, à 26,27 % en 2025-2026. Ces éléments sont résumés ci-dessous[57] :

- Augmentation significative des coûts de construction. Ces coûts continuent de croître en raison des prix élevés des matériaux et des durées de réalisation des projets plus longues. La hausse des coûts est en partie compensée par une diminution du nombre de projets prévus;
- Augmentation des investissements du marché du développement du réseau alors que ceux du marché de l'amélioration du réseau demeurent stables.

[76] Questionnée par la Régie sur la période d'amortissement des coûts sur une période de 40 ans par rapport à la prise en compte des revenus sur une période de 20 ans, Énergir indique que la période d'amortissement des coûts pour le plan du présent dossier est près de 24 ans, donc plus courte que 40 ans, du fait que ce sont principalement des branchements et non des conduites qui seraient installées[58].

[77] La Régie constate qu'en incluant les ventes sans raccordement, le plan de développement 2025-2026 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 2025-2026 et approuve un taux de FGE de 26,27 % pour l'année tarifaire 2025-2026.**

[78] **De plus, elle demande à Énergir de continuer à produire l'IP de l'ensemble des projets incluant les projets sans raccordement, tel que fourni à la pièce B-0089, p.1, note 2.**

5.2 SUIVI DE LA DÉCISION D-2023-018 PORTANT SUR LA MÉTHODE D'ÉVALUATION DE LA RENTABILITÉ DES PROJETS D'EXTENSIONS DE RÉSEAU

5.2.1 CONTEXTE

[57] Pièce B-0090, p. 4.
[58] Pièce A-0078, p. 46 et 47.

[79] Dans sa décision D-2023-018[59], la Régie approuvait, pour les marchés visés, les ajustements suivants à la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extensions de réseau :

- Réduire de 40 à 20 ans la période considérée pour la projection des volumes et des revenus pour les nouveaux raccordements non-biénergie et gaz naturel traditionnel (GNT), selon certains plafonds par segment de marché visé;
- Élimination, à la 21e année, du nombre de clients, des coûts marginaux et des coûts relatifs au réinvestissement des compteurs pour les projets de raccordements des marchés visés.

[80] Énergir résume, au tableau suivant, la grille appliquée depuis cette décision.

TABLEAU 4[60]

GRILLE APPROUVÉE

Segment de marché	***Non-biénergie*** **Avec engagement GSR**	***Biénergie*** **+ GNT ou GSR**	***Non-biénergie*** **GNT**
Résidentiel < 20 portes Commercial < 15 000 m³ Institutionnel < 500 000 m³	40 ans	40 ans	20 ans
Résidentiel ≥ 20 portes Commercial ≥ 15 000 m³ Institutionnel ≥ 500 000 m³ Industriel	40 ans		

[81] Énergir rappelle que sa proposition avait pour objectif principal de mieux arrimer l'évaluation de la rentabilité des projets dans un contexte où l'avenir du GNT est incertain.

[82] La Régie demandait aussi à Énergir de déposer une évaluation de l'impact des modifications apportées et de l'opportunité d'y apporter des ajustements. Elle lui

59 Dossier R-4213-2022 Phase 1, décision D-2023-018, p. 15, par. 50.

60 Pièce B-0091, p. 8.

demandait, notamment, d'examiner la faisabilité d'appliquer une hypothèse moins restrictive en maintenant une consommation équivalente à 30 % des volumes pour les années 21 à 40[61].

5.2.2 ÉVALUATION DE L'IMPACT DES MODIFICATIONS APPORTÉES

[83] Énergir souligne que depuis la décision D-2023-018[62], plusieurs initiatives de décarbonation ont été mises en œuvre ou le seront, y compris l'expansion de l'offre de biénergie, la croissance du seuil réglementaire de livraison de GSR déterminée par le Règlement GSR et des modifications potentielles à ce même règlement en 2026, lesquelles pourraient viser à exiger des distributeurs gaziers qu'ils réduisent progressivement la quantité de GNT livrée aux consommateurs résidentiels, commerciaux et institutionnels pour atteindre une alimentation 100 % renouvelable.

[84] De plus, le Distributeur constate l'effet de plusieurs facteurs influençant les conditions d'accès au réseau et, par le fait même, son développement. Bien qu'il soit difficile d'isoler l'effet de chacun de ces facteurs, il est en mesure de confirmer que les impacts des modifications apportées à la méthode d'évaluation de la rentabilité en 2023 se sont concrétisés, soit :

- Une réduction de l'IP et une baisse du PMT pour les raccordements dont les volumes ont été évalués sur 20 ans;
- Une contribution client a été exigée pour certains raccordements faisant partie du marché visé;
- Les raccordements dont les investissements étaient rentabilisés en moins de 20 ans avant l'application de la proposition n'ont subi aucun impact[63].

[85] Ainsi, Énergir estime que les modifications apportées à la méthode d'évaluation de la rentabilité répondent toujours aux objectifs de départ, soit :

---

61 Dossier R-4213-2022 Phase 1, décision D-2023-018, p. 16, par. 52.

62 Dossier R-4213-2022 Phase 1, décision D-2023-018, p. 16, par. 52.

63 Pièce B-0091, p. 5.

- Arrimer l'évaluation de la rentabilité des projets GNT au nouveau contexte lié aux objectifs de décarbonation;
- Abaisser le PMT à un niveau inférieur à la durée de vie utile des appareils[64].

5.2.3 HYPOTHÈSE MOINS RESTRICTIVE

[86] Énergir considère que le critère de prudence devrait primer sur l'évaluation des volumes projetés, pour déterminer la rentabilité des projets pour les marchés visés. Ainsi, elle ne souhaite pas appliquer l'hypothèse moins restrictive, selon laquelle les clients des marchés visés maintiendraient une consommation équivalente à 30 % des volumes pour les années 21 à 40[65], telle que proposée par OC.

[87] Énergir soumet qu'un client qui ne s'engage pas rapidement dans la voie de la décarbonation au moment de son raccordement au réseau ne sera pas en bonne position de le faire au moment de changer ses équipements. Compte tenu du prix du GSR, la facture de ce client augmenterait de façon très importante, ce qui rendrait incertaine une conversion au GSR[66].

5.2.4 OPINION DE LA RÉGIE

[88] La Régie retient que l'hypothèse moins restrictive représentant une consommation des volumes de 30 %, entre les années 21 et 40, est peu significative sur l'IP de 40 ans. Elle retient également que la mise en place de cette mesure représenterait un coût important en termes de modifications informatiques[67].

[89] Dans ce contexte, la Régie ne retient pas l'approche suggérée par OC quant à l'ajout de revenus pour les années 21 à 40 de la période d'évaluation.

---

64 Pièce B-0091, p. 6.
65 Pièce A-0077, p. 167.
66 Pièce B-0091, p. 7 et 8.
67 Pièce B-0181, p. 31, tableau Q-11.1.2.

[90] La Régie partage également l'avis d'Énergir selon lequel le critère de prudence devrait primer sur l'évaluation des volumes projetés, pour déterminer la rentabilité des projets pour les marchés visés.

[91] **En conséquence, la Régie prend acte du suivi relatif à l'évaluation des impacts des modifications à la méthode d'évaluation de la rentabilité des extensions de réseau requis au paragraphe 52 de la décision D-2023-018 et met fin à l'étude de cette option.**

5.3 RÉVISION DE LA GRILLE D'APPLICATION DES MARCHÉS VISÉS

5.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[92] Afin de faciliter et d'uniformiser l'application de la grille d'évaluation de la rentabilité, Énergir souhaite y apporter certaines modifications. Elle propose d'abolir les plafonds d'application pour les segments de marché visés. Ainsi, peu importe la tranche de consommation dans laquelle le client se situe, c'est le segment de marché combiné au type d'offre qu'il choisit qui déterminera la période utilisée pour l'estimation des revenus issus des volumes projetés.

[93] En audience, Énergir indique que les plafonds du modèle actuel correspondaient tout simplement aux plafonds d'éligibilité à la biénergie. Étant donné que le marché de la biénergie a évolué, ces plafonds n'existent plus. Il n'y a donc plus d'intérêt à les conserver dans la grille de rentabilité[68].

[94] De plus, Énergir propose de mettre en place un critère pour l'option biénergie afin de l'arrimer au seuil de consommation de GSR pour les clients non-biénergie. Cela signifie que, pour profiter d'une période de 40 ans pour la projection des volumes et des revenus lors de l'évaluation de la rentabilité, le client devra s'engager à l'option biénergie 100 % GSR par un contrat de 5 ans. Advenant le cas où le client souhaiterait se prévaloir de l'option biénergie-GNT ou avec un pourcentage de GSR inférieur à 100 %, la projection des revenus et des volumes s'effectuerait sur 20 ans.

---

68 Pièce A-0077, p. 170.

[95] Le tableau suivant résume la proposition d'Énergir quant aux seuils de consommation de GSR, la modification des plafonds d'application et la mise en place de critères pour la biénergie.

TABLEAU 5[69]

GRILLE PROPOSÉE

Segment de marché	***Non-biénergie*** 100 % GNR / 5 ans	***Biénergie*** + 100 % GNR / 5 ans	***Non-biénergie*** GNT	***Biénergie*** + GNT
Résidentiel *(tous volumes)* Commercial (tous volumes) Institutionnel (tous volumes)	40 ans	40 ans	20 ans	20 ans
Industriel	40 ans			

[96] Énergir estime qu'un engagement de consommation de 100 % de GSR pour une période de 5 ans démontre une volonté claire du client de choisir une option faible en carbone, de soutenir la transition énergétique et de contribuer à la lutte contre les changements climatiques, et ce, malgré les coûts plus élevés de cette option face au GNT. Un tel engagement augmente la probabilité que ce client demeure raccordé au réseau d'Énergir assez longtemps pour rentabiliser les investissements initiaux[70].

[97] Énergir indique qu'elle n'a pas envisagé la possibilité d'établir différents critères pour les segments de marché. Selon elle, la nouvelle grille qu'elle propose est simplifiée, compréhensible, uniforme et facile à appliquer. De plus, les clients des segments de marché résidentiel, commercial et institutionnel ayant accès aux mêmes solutions de décarbonation sont traités de façon équitable[71].

[98] De plus, Énergir ne croit pas nécessaire de proposer d'autres modifications aux critères puisqu'elle considère que la grille proposée permet de tenir compte des risques posés par chaque segment de marché. Elle souhaite également une grille permettant une

---

69 Pièce B-0091, p. 10.

70 Pièce B-0181, p. 32 et 33, réponse à la question 11.2.2.

71 Pièce B-0181, p. 35, réponse aux questions 11.3.4 et 11.3.4.1.

mise en application simple et facile d'interprétation, tant par les clients externes que par les partenaires certifiés et les employés à l'interne.

[99] Le Distributeur indique que les paramètres de l'analyse de rentabilité sont motivés par le souhait de refléter adéquatement le risque d'affaires associé à chaque type de raccordement et non pas par le souhait de favoriser la consommation de GSR[72].

[100] En audience, Énergir précise qu'elle cherche à adopter une approche prudente dans l'évaluation de la rentabilité des nouveaux branchements. Selon elle, le risque qu'un client cesse sa consommation sur la période d'évaluation de la rentabilité est beaucoup plus faible lorsqu'un client s'engage dans la voie de la décarbonation en acceptant de payer un surcoût additionnel avec un engagement ferme[73]. De plus, le Distributeur est d'avis que les baisses tarifaires qui auront été générées entre l'année 1 et l'année 20 suffiront pour absorber les hausses pouvant survenir après l'année 20[74].

5.3.2 POSITIONS DES INTERVENANTS

[101] La FCEI est d'avis qu'il n'y a pas lieu de faire une distinction entre les clients GSR et GNT. De plus, elle recommande de maintenir la distinction relative au volume et de prévoir des revenus basés sur la biénergie pour les années 21 à 40 dans les analyses de rentabilité pour les plus petits volumes des marchés résidentiel, commercial et institutionnel[75]. En soutien à sa position, elle soumet notamment ce qui suit :

- Le risque de perte de revenu des clients GNT est égal voire potentiellement inférieur à celui associé aux clients GSR;
- La position concurrentielle actuelle du service gazier s'améliore avec la croissance des volumes et Énergir n'apporte aucun argument concret qui expliquerait que ce ne soit plus le cas dans 20 ans;

---

72 Pièce B-0186, p. 30, réponse à la question 9.1.
73 Pièce A-0077, p. 164.
74 Pièce A-0078, p. 61, 62 et 64.
75 Pièce C-FCEI-0033, p. 5.

- Énergir elle-même soumet être capable de maintenir des revenus étant donné que la biénergie a une valeur pour la société.

[102] OC, pour sa part, recommande à la Régie de refuser la grille proposée par Énergir. De plus, l'intervenante propose de demander au Distributeur de déposer les informations suivantes, lors du prochain dossier tarifaire[76] :

- Une nouvelle version de la grille incluant une distinction entre les clients qui consomment du GSR et du GNT;
- Un maintien des volumes de consommation avec une révision potentielle;
- L'établissement à 40 ans de la période considérée pour la projection des volumes et des revenus pour les clients industriels et les clients à grande consommation des marchés résidentiels, commerciaux et institutionnels.

[103] Le ROEÉ est quant à lui d'avis qu'un engagement de GSR de 5 ans est insuffisant pour permettre une projection des volumes et des revenus sur 40 ans. Il recommande donc à la Régie de rejeter la modification proposée par Énergir à cet égard[77].

5.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[104] Aux fins d'évaluer la rentabilité des nouveaux raccordements dans les marchés visés selon la grille actuelle, la Régie comprend de la proposition d'Énergir que la période de 20 ans pour la projection des revenus soit considérée seulement pour les nouveaux raccordements au GNT des petits bâtiments.

[105] Énergir propose que dorénavant, la période de 20 ans pour la projection des revenus soit considérée pour tous les nouveaux raccordements des marchés visés, sauf s'il y a un engagement à consommer 100 % de GSR d'une durée minimale de 5 ans.

---

76 Pièce C-OC-0021, p. 12 et 13, par. 41.

77 Pièce C-ROEÉ-0031, p. 9.

[106] La Régie est d'avis qu'il est légitime de s'attendre à ce que la majorité des nouveaux raccordements soit évaluée sur une période de 20 ans pour les revenus, considérant que le GSR est significativement plus dispendieux que le GNT[78] et que la demande volontaire représente seulement 0,6 % des volumes distribués ou 12 % du seuil réglementaire[79] .

[107] Cette considération a mené la Régie à examiner de façon plus globale la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau, approuvée par ses décisions D-2018-080 et D-2023-010, notamment en regard des principes applicables, dont les principes de prudence et de l'appariement des charges et des revenus et de l'interprétation des critères de rentabilité.

[108] À l'instar d'Énergir, la Régie est d'avis que le critère de prudence devrait primer pour déterminer la rentabilité des projets pour les marchés visés. Cependant, elle n'est pas convaincue qu'une méthode d'évaluation basée sur une période d'analyse de 40 ans pour les coûts et de 20 ans pour les revenus représente le meilleur moyen pour atteindre l'objectif recherché, tout en respectant les principes de base en matière d'évaluation financière.

[109] De plus, à l'instar de la FCEI, la Régie n'est pas convaincue que le fait d'inclure une distinction entre les clients GSR et GNT aux fins de l'analyse de rentabilité soit le meilleur moyen pour atteindre l'objectif recherché.

[110] Pour les motifs exprimés ci-après, la Régie accueille la demande d'Énergir en ce qui a trait au retrait des plafonds par segment de marché visé. Elle rejette toutefois les modifications proposées visant une exigence de consommation de 100 % de GSR d'une durée minimale de 5 ans aux fins de bénéficier d'une projection des volumes et des revenus sur 40 ans.

[111] Ainsi, en ce qui a trait aux plafonds par segment de marché visé, la Régie reconnaît que, pour faciliter et uniformiser l'application de la grille d'évaluation de la rentabilité, il y a lieu d'y apporter certaines modifications dès à présent. Ainsi, considérant que les

---

78 Selon l'article 11.1.2.1 des CST en vigueur au 1er octobre 2025, les prix du GNT et du GSR sont de 16,785 ¢/m^3 et 94,884 ¢/m^3 respectivement.

79 Pièce B-0160, p. 1, colonne 2025-2026, lignes 4 et 24.

plafonds de la grille actuelle présentés au tableau 4 de la présente décision correspondaient aux plafonds d'éligibilité pour la biénergie, lesquels ne sont plus appliqués, la Régie ne voit pas d'intérêt à les conserver.

[112] En ce qui a trait aux différents services de fourniture, la Régie est d'avis que l'analyse de rentabilité doit refléter la meilleure estimation possible des revenus futurs des projets d'investissements tout en tenant compte du risque associé à ces revenus. Cette analyse ne doit pas avoir pour objectif de favoriser une source de fourniture par rapport à une autre. Ainsi, la Régie juge que toute modification des paramètres de l'analyse de rentabilité doit plutôt résulter d'un changement dans le risque d'affaires associé aux différents types de raccordement.

[113] La Régie comprend de la preuve d'Énergir que sa proposition repose notamment sur l'hypothèse selon laquelle les clients ayant accepté un engagement de consommation de GSR pendant 5 ans présentent, selon Énergir, un risque moins élevé que les clients consommant du GNT. La position d'Énergir repose aussi sur l'hypothèse à l'effet que l'option GNT ne sera plus disponible dans 20 ans et, conséquemment, qu'il serait imprudent de considérer des revenus sur 40 ans. Or, la Régie n'est pas convaincue par ces arguments qui ne sont pas étayés par une preuve probante. De plus, elle juge qu'il est prématuré à ce stade de conclure que la mise en place éventuelle de diverses réglementations rendra incertain l'avenir du GNT, de telle sorte qu'on ne puisse prévoir des revenus au-delà de 20 ans pour les nouveaux raccordements au GNT.

[114] **En conséquence, la Régie accueille partiellement la demande d'Énergir quant aux ajustements à apporter à la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau. Elle rejette les modifications visant une exigence de consommation de 100 % de GSR d'une durée minimale de 5 ans aux fins de bénéficier d'une projection des volumes et des revenus sur 40 ans.**

[115] **Elle approuve, à compter de la présente décision, l'abolition des plafonds d'application des segments de marché, comme présenté au tableau suivant.**

TABLEAU 6

GRILLE D'APPLICATION DU NOMBRE D'ANNÉES À CONSIDÉRER POUR LA PROJECTION DES VOLUMES ET DES REVENUS

Segment de marché	*GNT et GSR*
Résidentiel Commercial Institutionnel	20 ans
Industriel	40 ans

[116] Aussi, considérant que certaines questions demeurent sans réponse satisfaisante, la Régie entend poursuivre son examen de la méthode d'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau en Phase 3 du présent dossier. La Régie entend, à cet égard, examiner les périodes d'évaluation de la rentabilité et demander, à cette fin, un complément de preuve à Énergir, dont le contenu sera précisé dans une décision ultérieure.

6 CASEP

6.1 POSITION D'ÉNERGIR

[117] Le MELCCFP a informé Énergir le 1er mai 2025 qu'il n'approuvait pas le programme CASEP.

[118] Énergir souligne que la décision du MELCCFP n'a pas d'impact sur les tarifs proposés dans le présent dossier tarifaire étant donné qu'elle ne demande pas de budget additionnel pour l'enveloppe CASEP pour l'année tarifaire 2025-2026.

[119] Énergir précise avoir cessé d'offrir du CASEP sur les nouvelles ventes depuis le 1er mai 2025. Toutefois, elle continuera de verser du CASEP sur les ventes signées avant

cette date pour lesquelles elle s'était engagée à verser cette subvention. De plus, une proposition quant au traitement du solde du CASEP à la suite du versement des subventions restantes sera soumise à la Régie dans un prochain dossier tarifaire[80].

6.2 POSITION DU ROEÉ

[120] Le ROEÉ recommande qu'Énergir cesse de verser du CASEP sur les ventes pour lesquelles elle s'était engagée à verser cette subvention à partir du 30 septembre 2025. Le ROEÉ est d'avis qu'Énergir pourrait soumettre une proposition quant au traitement du solde du CASEP à la suite du versement des subventions restantes dans le cadre du présent dossier tarifaire[81].

[121] Subsidiairement, il propose de limiter dans le temps la période pendant laquelle Énergir pourra continuer de verser du CASEP sur les ventes signées avant le 1er mai 2025 pour lesquelles elle s'était engagée à verser cette subvention.

6.3 OPINION DE LA RÉGIE

[122] La Régie comprend que les accords contractuels entre Énergir et ses clients accordent un délai de 12 mois pour déposer la documentation indiquant la réalisation des travaux[82]. Puisque les montants des engagements sont déjà connus, la Régie est d'avis qu'Énergir pourrait conserver le montant nécessaire pour couvrir les engagements pris avant le 1er mai 2025 et verser le reste du solde du CASEP dans le revenu requis.

[123] Elle comprend toutefois qu'il pourrait y avoir un écart entre le montant conservé, incluant les intérêts, et les subventions réellement versées.

---

80 Pièce B-0181, p. 38, réponse à la question 13.1.

81 Pièce C-ROEÉ-0031, p. 12.

82 Pièce A-0077, p. 68, lignes 13 à 23.

[124] **En conséquence, la Régie demande 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.**

7 REVENU REQUIS

7.1 ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS

[125] Énergir demande à la Régie d'approuver un revenu requis totalisant 1 107 675 000 $ pour l'année tarifaire 2025-2026. Comparativement au revenu requis autorisé pour l'année 2024-2025, il s'agit d'une augmentation globale de 9,1 M$.

[126] Les tableaux suivants présentent, pour la période 2024-2026, l'évolution du revenu requis par service, suivi de l'évolution du revenu requis global, ventilé par composante.

TABLEAU 7[83]

ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS PAR SERVICE POUR LA PÉRIODE 2024-2026

Revenu requis par service (*en millions de $*)	**2024** *année historique*	**2025** *année autorisée*	**2025** *base (4/8)*	**2026** année *témoin*	***Hausse (baisse)*** *2026 vs 2025 autorisé*	*2026 vs 2024 historique*
Distribution	682,6	742,2	744,7	729,1	*(13,0)*	*46,5*
SPEDE	8,3	11,4	9,5	9,7	*(1,8)*	*1,4*
Transport	175,9	170,4	130,5	136,8	*(33,5)*	*(39,0)*
Équilibrage (saisonnier et flexibilité opérationnelle)	160,2	166,9	176,8	176,3	*9,4*	*16,1*
Frais de socialisation du GSR	0,1	7,8	8,1	55,8	*48,1*	*55,7*
Revenu requis de la clientèle règlementée	**1 027,0**	**1 098,6**	**1 069,5**	**1 107,7**	***9,1***	***80,7***

Les écarts observés sont dus aux arrondis.

83 Pièce B-0122, p. 2.

TABLEAU 8[84]

ÉVOLUTION DES COMPOSANTES DU REVENU REQUIS POUR LA PÉRIODE 2024-2026

Revenu requis *(en millions de $)*	**2024** *année historique*	**2025** *année autorisée*	**2025** *année de base (4/8)*	**2026** année *témoin*	***Hausse (baisse)*** *2026 vs 2025 autorisé*	*2026 vs 2024 historique*
Frais de transport, d'équilibrage, du SPEDE et de la distribution	324,4	300,3	274,8	285,4	*(14,8)*	*(39,0)*
Autres revenus d'exploitation	19,8	(3,2)	(3,3)	(4,2)	*(1,0)*	*(24,0)*
Dépenses d'exploitation	238,3	256,4	253,6	261,9	*5,5*	*23,6*
Autres composantes du coût des ASF	(8,7)	(2,2)	(2,2)	(11,0)	*(8,8)*	*(2,4)*
Plan global en efficacité énergétique (dépenses)	5,4	6,2	6,2	6,9	*0,6*	*1,5*
Amortissement des immobilisations	141,3	149,1	147,8	160,5	*11,5*	*19,2*
Amortissement des frais reportés et actifs intangibles	92,2	126,7	126,7	103,7	*(23,0)*	*11,5*
Amortissement - frais de socialisation du GSR	-	6,9	6,9	52,6	*45,6*	*52,6*
Impôts fonciers et autres	50,7	52,7	52,8	51,0	*(1,7)*	*0,3*
Impôts sur le revenu	9,6	40,6	42,2	37,7	*(2,9)*	*28,1*
Dépenses nécessaires à la prestation des services	**873,0**	**933,6**	**905,6**	**944,5**	***10,9***	***71,5***
Rendement sur la base de tarification	**160,9**	**176,9**	**173,8**	**177,5**	***0,7***	***16,6***
Sous-total	1 033,9	1 110,5	1 079,4	1 122,0	*11,5*	*88,1*
Coût d'utilisation de l'usine LSR remboursé par GM-GNL	(6,1)	(6,6)	(7,0)	(6,8)	*(0,3)*	*(0,7)*
Contribution GES	(0,8)	(5,3)	(2,9)	(7,5)	*(2,2)*	*(6,7)*
Revenu requis de la clientèle règlementée	**1 027,0**	**1 098,6**	**1 069,5**	**1 107,7**	***9,1***	***80,7***
Revenus réels (2024) et prévus (2025)	1 040,9	1 098,6	1 111,9	1 107,7		
Trop-perçu global	(13,9)	-	(42,4)	-		

Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[127] La Régie a examiné l'ensemble des composantes du revenu requis de façon détaillée. Elle se prononce sur certaines de ces composantes aux sections suivantes.

7.2 DÉPENSES D'EXPLOITATION

7.2.1 CONTEXTE

[128] Au présent dossier, Énergir présente ses dépenses d'exploitation détaillées pour la première fois depuis 2018-2019, totalisant 261,9 M$ pour l'année 2025-2026. À cet égard, Énergir rappelle que durant les six dernières années, le niveau des dépenses d'exploitation a été fixé à l'aide de la formule paramétrique approuvée par la Régie.

---

84 Tableau établi à partir des pièces B-0122, p. 1 à 3, et B-0124 ainsi que des dossiers R-4257-2024, pièce B-0062, et R-4288-2024, pièce B-0041.

[129] Durant cette période d'allégement réglementaire, Énergir a travaillé activement à mettre en place une structure de gouvernance axée sur l'optimisation et l'amélioration continue des pratiques de l'entreprise. Cette initiative lui a permis de réduire le point de départ des dépenses d'exploitation d'un montant de 3,1 M$ lors de la reconduction de la formule paramétrique au dossier tarifaire 2022-2023. De même, pour l'année en cours, Énergir prévoit des dépenses d'exploitation inférieures de 2,9 M$ comparativement au budget approuvé. Enfin, le niveau des dépenses d'exploitation de l'année 2025-2026 serait supérieur de 4,0 M$ si les dépenses d'exploitation étaient établies selon la formule paramétrique.

[130] Par ailleurs, Énergir soumet que la variation entre les dépenses d'exploitation réelles de l'exercice financier 2018-2019 et celles soumises pour l'année 2025-2026 est équivalente à une hausse de 3 % par année. Le contrôle des coûts étant une préoccupation importante, elle compte poursuivre dans cette voie, ce qui permettra de contribuer concrètement à la pérennité de l'entreprise.

7.2.2 ÉVOLUTION DU BUDGET DES DÉPENSES D'EXPLOITATION

[131] Considérant que les budgets de dépenses d'exploitation des dernières années étaient déterminés à l'aide d'une formule paramétrique, Énergir souligne que la comparabilité des données ne pourra s'effectuer qu'avec celles réalisées au cours des premiers mois de l'année tarifaire 2024-2025 (prévision 4/8 2025) et celles déjà présentées aux rapports annuels.

[132] Comparativement aux dépenses projetées de l'année 4/8 2025, Énergir présente au tableau suivant l'évolution des dépenses d'exploitation prévues en 2025-2026.

TABLEAU 9[85]

ÉVOLUTION DES DÉPENSES D'EXPLOITATION POUR LES ANNÉES 2024-2025 ET 2025-2026

Dépenses d'exploitation	**M$**
Budget 2024-2025 déposé	256,4
Économies réalisées	(2,9)
Prévision 4/8 2025	253,6
Salaires	7,8
Avantages sociaux	6,0
Autres dépenses	(0,7)
Main d'œuvre et frais généraux imputés aux immobilisations	(2,3)
Salaires et frais d'utilisation des services rechargés aux ANR	(1,5)
Provision pour la 53e paie, réduction budgétaire - postes vacants et autres dépenses	(0,9)
Budget prévu pour 2025-2026	**261,9**

Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[133] Énergir explique l'augmentation de la masse salariale principalement par une indexation moyenne des salaires de 3,4 % et par l'internalisation de trois ressources au secteur des technologies de l'information. La hausse des avantages sociaux découle de l'augmentation du coût des avantages sociaux futurs (ASF), telle que déterminée selon l'évaluation actuarielle la plus récente, ainsi que de l'augmentation anticipée de la rémunération à long terme variable.

[134] En ce qui a trait à l'année en cours, Énergir prévoit des dépenses d'exploitation de 253,6 M$, soit une augmentation de 15,3 M$ comparativement aux dépenses d'exploitation réelles de 238,3 M$ pour l'année 2023-2024. Énergir explique cette croissance des dépenses en grande partie par le fait que l'exercice 2023-2024 fut marqué d'événements ponctuels ayant généré des économies qui n'ont pas été reconduites dans les prévisions 4/8 2025[86]. De plus, certaines projections à la hausse ont dû être prises en considération dans les prévisions 4/8 2025, telles que :

---

85 Pièce B-0130, p. 5.

86 Pièce B-0181, p. 102, réponse à la question 32.5, se référant au dossier R-4288-2024, pièce B-0173, p. 2 et 3.

- Une hausse de 37 postes (équivalent temps complet) avant la recharge aux activités non règlementées, l'indexation des salaires et la nomination de quatre nouveaux directeurs exécutifs;
- Des hausses au niveau du coût des assurances, du coût des matériaux et du coût des licences informatiques[87].

7.2.3 POSITION DES INTERVENANTS

[135] L'AHQ-ARQ et l'ACIG sont d'avis que les dépenses d'exploitation pour l'année 2025-2026 sont raisonnables[88].

[136] Notamment, l'ACIG analyse la progression des dépenses d'exploitation d'Énergir depuis 2018. Elle remarque, notamment, que les dépenses de salaires ont augmenté de 52 M$ depuis l'année tarifaire 2018-2019, alors que la compensation moyenne par employé a augmenté de manière concordante avec l'inflation observée de 3,1 % pendant la même période.

[137] De même, après analyse de l'évolution des dépenses d'exploitation par rapport aux volumes distribués et du nombre de clients, l'ACIG constate que celles-ci, en dollars constants du budget 2025-2026, sont inférieures de 2,7 M$ par rapport à 2018-2019.

7.2.4 OPINION DE LA RÉGIE

[138] Après analyse, et tenant compte du fait que les augmentations de coûts sont justifiées de manière satisfaisante, la Régie parvient aux mêmes constats que l'ACIG dans son mémoire. Elle retient que la variation entre les dépenses d'exploitation réelles de l'exercice financier 2018-2019 et celles soumises pour l'année 2025-2026 est équivalente

---

87 Pièce B-0130, p. 6 et 7.

88 Pièces A-0084, p. 8, et C-ACIG-0027, p. 24.

à une hausse de 3 % par année, ce qu'elle considère somme toute raisonnable, compte tenu du contexte économique survenu pendant cette période.

[139] **En conséquence, la Régie autorise des dépenses d'exploitation de 261 929 k$ pour l'année 2025-2026**.

7.3 AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS

7.3.1 PRÉVISION POUR L'ANNÉE 2025-2026

[140] Pour l'année tarifaire 2025-2026, Énergir prévoit un montant de 160,5 M$ pour l'amortissement des immobilisations. Il s'agit d'une hausse de 12,7 M$ comparativement au montant projeté pour l'année 4/8 2025. Énergir explique cette hausse comme suit :

- Une augmentation de 4,4 M$ attribuable aux additions nettes des immobilisations de 2026;
- Une hausse de 4,2 M$ provenant des additions nettes de la prévision 4/8 2025, pour lesquelles une dépense d'amortissement est prévue pour les 12 mois de l'année 2025-2026;
- Un écart résiduel de 4,1 M$ attribuable à la révision des taux d'amortissement en 2026[89].

[141] Questionnée à cet égard, Énergir commente la prévision de la dépense d'amortissement prévue pour l'année 2025-2026, eu égard à la surévaluation observée pour la période 2021-2024, et présentée au tableau suivant.

[89] Pièce B-0124, p. 4, élément Q).

TABLEAU 10[90]

AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS POUR LA PÉRIODE 2021-2026

Amortissement des immobilisations (000 $)	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026[1]
Amortissement - année témoin	129 574	135 633	140 845	143 648	149 067	156 433
Amortissement - année historique	126 142	133 772	135 636	141 316		
Écart témoin vs historique	3 432	1 861	5 209	2 332		
	2,6%	1,4%	3,7%	1,6%		
Écart moyen - période 2021-2024				2,3%		

Note 1 : En excluant l'augmentation découlant de l'étude sur les taux d'amortissement, la dépense d'amortissement serait établie à 156 433 k$ pour l'année 2025-2026.

[142] Énergir soumet que le montant prévu pour l'année 2025-2026 est le plus réaliste, considérant que la dépense d'amortissement est établie à l'aide d'un processus rigoureux, fondé sur les hypothèses en vigueur au moment de l'analyse. Ce processus est décrit à la section suivante.

7.3.2 PROCESSUS D'ÉTABLISSEMENT DE LA DÉPENSE D'AMORTISSEMENT AU DOSSIER TARIFAIRE

[143] En réponse à la DDR n° 6 de la Régie[91], Énergir présente les différents facteurs influençant la charge d'amortissement prévue. Elle souligne notamment que l'établissement des prévisions d'amortissement s'est considérablement complexifié depuis les modifications de méthodes comptables autorisées dans la décision D-2012-077[92]. Plusieurs facteurs influencent désormais la charge d'amortissement, dont, notamment :

- Le niveau des investissements effectués pour l'année précédente et celle visée par la prévision;
- La date et la valeur des mises en service des investissements;
- La valeur et le moment des retraits d'actifs;

---

90 Pièce B-0240, p. 30, question 13, préambule (i) et (iv).

91 Pièce B-0240, p. 31 et 32, réponse à la question 13.1.

92 Dossier R-3773-2011, décision D-2012-077, p. 10 à 12.

- La règle d'imputation appliquée aux projets selon les catégories d'actifs, qui possèdent chacune une durée d'amortissement distincte.

[144] Considérant les nombreux facteurs influençant la charge d'amortissement ainsi que les multiples hypothèses nécessaires pour projeter les mouvements d'actifs sur une période de 20 mois, Énergir soumet qu'il est normal de constater certains écarts entre la charge d'amortissement prévisionnelle et la charge réelle. À cet égard, elle estime que les écarts observés pour la période 2020-2021 à 2023-2024 variant entre 1,4 % et 3,7 %, sont raisonnables compte tenu de la complexité inhérente à cet exercice de projection.

[145] De plus, Énergir soumet qu'une réduction de 2,35 % pour l'année 2025-2026, comme envisagée par la Régie en cours d'audience, serait aléatoire et ne reposerait pas sur un exercice sérieux. En effet, le Distributeur se questionne sur la période d'analyse retenue par la Régie, qui ne considère que les quatre dernières années et non pas une période de 10, voire 15 ans.

[146] Par ailleurs, Énergir soumet qu'il faut être prudent lorsqu'on touche à un élément dans la prévision considérant les implications sur d'autres composantes. Par exemple, lorsqu'il s'agit d'amortissement des immobilisations, il peut y avoir un impact fiscal qui n'aurait pas été considéré. Énergir est d'avis qu'on ne peut pas toucher à une donnée isolément sans considérer le reste[93].

7.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[147] Selon le tableau 10 de la présente décision, la Régie constate que la dépense d'amortissement des immobilisations est surévaluée pour les quatre années de la période analysée. En conséquence, la Régie juge qu'il y a lieu d'ajuster la dépense d'amortissement des immobilisations prévue pour l'année 2025-2026. La Régie prend également en considération le fait que les tarifs de l'année 2026-2027, et possiblement ceux de l'année 2027-2028, seront déterminés en fonction d'une formule de variation des coûts qui pourrait reposer sur la prévision retenue par la Régie pour l'année 2025-2026.

---

93 Pièce A-0092, p. 82 à 84.

[148] La Régie observe que la surévaluation présentée au tableau 10 semble suivre un cycle de deux ans. En prenant l'hypothèse que ce cycle de deux ans se poursuive, il est raisonnable de penser que la surévaluation de l'année témoin serait comparable à celle des années 2021-2022 et 2023-2024.

[149] **Conséquemment, aux fins d'établir le revenu requis de l'année 2025-2026, la Régie applique une réduction à la marge sur la dépense d'amortissement des immobilisations de 2 408 k$, soit 1,5 %.**

[150] Cet ajustement étant appliqué à la marge, la Régie ne demande pas une mise à jour de la base de tarification pour refléter cette réduction de la dépense d'amortissement des immobilisations.

[151] Par ailleurs, la Régie retient que l'établissement de la prévision de la dépense d'amortissement au dossier tarifaire est un processus complexe.

7.4 AMORTISSEMENT DES FRAIS REPORTÉS ET ACTIFS INTANGIBLES

7.4.1 PRÉVISION POUR L'ANNÉE 2025-2026

[152] Pour l'année tarifaire 2025-2026, Énergir prévoit un montant de 103,7 M$[94] pour l'amortissement des frais reportés et des actifs intangibles.

[153] Énergir explique la baisse de 23,0 M$ en 2025-2026 principalement par la variation des montants relatifs aux trop-perçus et manques à gagner intégrés au présent dossier, comparativement à ceux intégrés au dossier tarifaire 2024-2025[95].

[154] Plus spécifiquement pour le service de distribution, le trop-perçu constaté au rapport annuel 2024 et intégré au 1er octobre 2025 s'élève à 6 492 k$[96]. L'amortissement

---

94 Voir le tableau 8, présenté dans la section 7.1 de la présente décision.

95 Pièce B-0124, p. 5.

96 Pièce B-0131.

étant sur calculé sur deux ans, l'impact sur l'amortissement des frais reportés en 2025-2026 s'élève à 3 246 k$.

7.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

[155] Dans sa décision D-2025-067 rendue au rapport annuel 2024[97], la Régie retranchait de la bonification d'Énergir un montant de 783 k$, découlant des déséquilibres volumétriques qui auraient dû être facturés à la Ville de Saint-Hyacinthe, afin que ce montant soit remis à la clientèle.

[156] En incluant les intérêts capitalisés pour l'année 2024-2025, la Régie estime que l'impact sur le trop-perçu en distribution de l'année 2024, à intégrer au 1er octobre 2025, représente une hausse de 831,6 k$. Cet ajustement au trop-perçu en distribution étant amorti sur deux ans, la Régie estime l'impact sur la dépense d'amortissement des frais reportés à - 415,8 k$. En incluant le rendement et l'impôt, Énergir établit l'impact sur le revenu requis 2025-2026 à - 459 k$[98].

7.5 CONTRIBUTION GES POUR L'ANNÉE 2025-2026

7.5.1 POSITION D'ÉNERGIR

[157] La contribution GES représente la prévision de la contribution qu'Énergir recevra d'Hydro-Québec afin de compenser la perte de revenus attribuable à la migration de ses clients vers la biénergie électricité en vertu de l'entente convenue avec Hydro-Québec[99] (Contribution GES). Le montant de cette contribution prévu dans le cadre du dossier tarifaire, se traduit par une baisse du revenu requis en distribution et en équilibrage.

---

97 Dossier R-4288-2024, décision D-2025-067, p. 14.

98 Pièce B-0218, p. 1.

99 Dossier R-4169-2021 Phase 1, décision D-2022-061, p. 131 à 135.

[158] Dans le cadre du rapport annuel, l'écart entre la valeur prévue et réelle est constaté et intégré dans le cadre des dossiers tarifaires subséquents[100].

[159] Pour l'année tarifaire 2025-2026, Énergir prévoit des volumes convertis vers la biénergie totalisant 24 880 $10^3 m^3$, pour lesquels une Contribution GES de 7,5 M$ est prévue. Ce montant représente une augmentation de 41 % par rapport à la Contribution GES prévue pour l'année tarifaire 2024-2025.

[160] Questionnée sur la faible acuité prévisionnelle relative aux pertes de volumes liés à la biénergie pour les années 2022-2023 et 2023-2024[101], Énergir explique que les prévisions liées à la biénergie se déclinent en deux grandes familles d'hypothèses: le nombre de conversions biénergie et les volumes transférés par ces mêmes conversions.

[161] Énergir est confiante que les prévisions biénergie sont de plus en plus précises en termes de nombre de conversions. Pour la prévision des volumes transférés, Énergir reconnait que la différence entre le prévisionnel et le réel est significative et entend améliorer son modèle de prévision une fois les données réelles 2024-2025 disponibles. Cependant, elle reconnait que pour l'année 2025-2026, la prévision volumétrique pourrait être surestimée. Elle mentionne par ailleurs que cet écart de prévision devrait être plus faible que par le passé[102].

[162] En effet, l'année tarifaire 2024-2025 sera la première année durant laquelle Énergir pourra analyser l'écart entre les prévisions et le réel pour le nombre de conversions et les volumes transférés, lorsque des taux de pénétration sont appliqués.

[163] À la lumière de cette analyse, Énergir propose d'ajuster son modèle de prévision des deux grandes familles d'hypothèses (nombre de conversions et volumes transférés) pour le dossier tarifaire 2026-2027 et d'en informer la Régie dans le prochain dossier tarifaire.

---

100 Pièce B-0240, p. 26, dernier paragraphe de la réponse à la question 10.1.

101 Pièce B-0240, p. 21, réponse à la question 9.1.

102 Pièce A-0073, p. 118 et 119.

[164] Questionnée en audience sur la possibilité de réduire la Contribution GES de 50 %, Énergir fait valoir qu'au-delà de définir « le juste ajustement », il faut évaluer quels sont les autres impacts sur le dossier, dont notamment la prévision de revenu[103].

[165] En effet, Énergir soumet que les impacts sur les manques à gagner sont en partie contrebalancés par des revenus supérieurs[104]. En effet, puisque les volumes n'ont pas été convertis à l'électricité, comme initialement prévus, ils sont donc livrés et facturés selon les tarifs applicables. Questionnée à cet égard, Énergir indique qu'elle ne peut pas déterminer avec précision la perte de revenus nette sur le trop-perçu/manque à gagner en lien avec les clients en biénergie, qui sont essentiellement des clients du secteur résidentiel.

[166] Elle fait également valoir que l'impact d'une surévaluation des revenus provenant de la Contribution GES au dossier tarifaire est compensé par un manque à gagner à la fin de l'année et récupéré dans le cadre des dossiers tarifaires subséquents.

7.5.2 POSITION DES INTERVENANTS

[167] L'AHQ-ARQ allègue que les prévisions de conversion à la biénergie sont surestimées par Énergir. L'intervenant souligne que les taux de pénétration de 100 % originalement prévus par Hydro-Québec et Énergir étaient nettement irréalistes.

[168] Il souligne que pour l'année 2024, lors de la cause tarifaire 2024-2025, Énergir prévoyait des taux de pénétration de 46 % pour le volet résidentiel, de 18 % pour le volet commercial et de 18 % pour le volet institutionnel. Selon la réponse d'Énergir à sa DDR, l'intervenant constate que les taux réels étaient plutôt de 34 % pour le résidentiel, de 1 % pour le volet commercial et de 0,3 % pour le volet institutionnel[105].

[169] Cela l'amène à constater que les prévisions d'Énergir ont été nettement optimistes. Il en conclut que les hypothèses de taux de pénétration montrées au tableau Q-1.1

---

103 Pièce A-0078, p. 81.

104 Pièce B-0240, p. 21 et 22, réponse à la question 9.1.

105 Pièce C-AHQ-ARQ-0029, p. 11.

demeurent surestimées à compter de 2025. Il recommande à la Régie, entre autres, de prendre acte d'un biais systématique dans les prévisions d'Énergir des transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie.

7.5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[170] La Régie comprend que la prévision de la Contribution GES dépend de la prévision de migration des volumes des clients du gaz vers la biénergie électricité. Elle comprend également qu'Énergir est en train de perfectionner la prévision de son modèle pour la clientèle biénergie et qu'une prévision améliorée sera présentée dans le cadre du dossier tarifaire 2026-2027.

[171] Cependant, la Régie constate, tel qu'illustré au tableau suivant, que pour les années 2022-2023 et 2023-2024, les volumes réellement convertis vers l'électricité représentent respectivement 12 % et 8 % de la prévision de volumes au dossier tarifaire. De plus, pour l'année 4/8 2024-2025, Énergir projette une réduction de la Contribution GES de 46 %. Il est donc raisonnable de penser que les volumes réellement convertis vers la biénergie au rapport annuel 2024-2025, qui ont un impact sur la Contribution GES, seront également significativement inférieurs à la prévision du dossier tarifaire.

TABLEAU 11[106]

ÉVOLUTION DE LA CONTRIBUTION GES DEPUIS 2022-2023

Offre biénergie	Dossiers antérieurs			Présent dossier	
Année	**2022-2023**	**2023-2024**	**2024-2025**	**4/8 2025**	**2025-2026**
Volumes convertis vers l'électricité (10^3m^3)					
Prévision au dossier tarifaire	6 301	26 038	18 705	n/d	24 880
Croissance (décroissance)		*313%*	*-28%*		*33%*
Volumes réels au rapport annuel	739	2 075	n/d		
Pourcentage de réalisation	*12%*	*8%*			
Contribution GES (en 000 $)					
Montant prévu au dossier tarifaire	(1 853)	(7 433)	(5 327)	(2 880)	(7 530)
Croissance (décroissance)		*301%*	*-28%*	*-46%*	*161%*
Croissance 2025-2026 vs 2024-2025					*41%*
Montant constaté au rapport annuel	(280)	(816)	n/d		
Pourcentage de réalisation	*15%*	*11%*			

[172] Ces écarts volumétriques dans la prévision de volumes ont eu pour conséquence qu'en 2022-2023 et 2023-2024, Hydro-Québec a versé à Énergir 15 % et 11 % du montant prévu de la contribution GES.

[173] La Régie comprend qu'il y a des ajustements de fin d'année. Ceux-ci permettent de compenser l'écart prévisionnel lors d'une année ultérieure. Toutefois, il faut noter que le traitement réglementaire d'un trop-perçu ou d'un manque à gagner diffère de celui de la Contribution GES. En raison de ce traitement différent, la Régie juge important que les montants prévus aux revenus requis d'une année tarifaire, aux fins d'établir les tarifs, reflètent le plus précisément possible le montant qui pourrait se réaliser lors de cette même année. Cette approche permet d'apparier le plus possible le coût encouru avec les clients qui ont généré ces coûts.

[174] La Régie reconnait que l'ensemble du dossier tarifaire repose sur des données prévisionnelles comportant une certaine marge d'erreur qu'elle considère acceptable. Cependant, en ce qui concerne la prévision des volumes convertis vers l'électricité et son

---

106 Tableau établi par la Régie à partir des pièces B-0122, p. 3, B-0135, B-0240, p. 20 (préambule (iv) référant aux dossiers R-4242-2023, pièce B-0159, p. 17, et R-4288-2024, pièce B-0094, p. 5) et de la décision D-2024-113, p. 71, référant à la pièce B-0075 du dossier R-4257-2024.

impact sur la Contribution GES, force est de constater que cet écart prévisionnel est important.

[175] Enfin, malgré ces écarts prévisionnels importants constatés, la Régie note que la contribution prévue pour 2025-2026 a augmenté de 41 % par rapport à celle prévue du dossier tarifaire précédent, passant de 5,3 M$ à 7,5 M$. Comparativement au montant projeté pour l'année 4/8 2025, la Contribution GES prévue en 2025-2026 est en hausse de 161 %.

[176] Tenant compte de ce qui précède, la Régie juge qu'un ajustement doit être apporté à la Contribution GES. De même, en raison des écarts observés pour les années 2022-2023, 2023-2024 et 2024-2025, **elle demande à Énergir de réduire de 50 % la Contribution GES prévue pour l'année 2025-2026 et d'ajuster le revenu requis en conséquence ainsi que la prévision des revenus aux fins d'établir l'ajustement tarifaire.**

[177] Enfin, la Régie considère qu'il est important de mieux comprendre la structure de coûts et de revenus de la clientèle biénergie et d'évaluer notamment l'écart entre les coûts assumés par ces clients et la Contribution GES. **En conséquence, elle demande à Énergir d'ajouter une nouvelle segmentation pour la clientèle biénergie dans l'étude d'allocation des coûts lors du prochain dépôt de l'étude.**

7.6 UTILISATION DE L'USINE LSR PAR LE CLIENT GM GNL

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

[178] Pour l'année 2025-2026, Énergir établit les coûts de l'utilisation de l'usine LSR à rembourser par le client GM GNL au montant total de 6,8 M$, ventilé comme suit.

TABLEAU 12[107]

SOMMAIRE DES COÛTS DE L'USINE LSR À REMBOURSER PAR LE CLIENT GM GNL

Coûts d'utilisation à rembourser par GM GNL (en k$)	2025-2026	
Frais généraux (à part égale entre les activités règlementées et non règlementées)	5 453	80%
Primes d'assurance biens et responsabilité civile	928	14%
Coûts d'utilisation déterminés selon la capacité de l'usine LSR	443	6%
Coûts d'utilisation à rembourser par GM GNL	**6 825**	**100%**

7.6.2 OPINION DE LA RÉGIE

[179] **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 6,8 M$, tel que proposé par Énergir**.

7.7 OPINION DE LA RÉGIE SUR LE REVENU REQUIS

[180] La Régie résume au tableau suivant les ajustements au revenu requis du service de distribution pour l'année 2025-2026, identifiés aux sections précédentes.

[107] Pièce B-0134, annexe 1, p. 2.

TABLEAU 13[108]

AJUSTEMENTS AU REVENU REQUIS DU SERVICE DE DISTRIBUTION

Ajustement au revenu requis en distribution *(En milliers de dollars)*	**2025-2026**
CFR - Composante 3 Sainte-Sophie	1 900,0
Actifs GSR-C et GSR-L	(763,0)
Trop-perçu en distribution	(459,0)
Amortissement des immobilisations corporelles (impact marginal)	(2 408,0)
CASEP	à venir
Contribution GES	à venir
Ajustement total au revenu requis en distribution (excluant le CASEP et la Contribution GES)	(1 730,0)

[181] **L'ajustement total au revenu requis en distribution étant supérieur au seuil de matérialité de 1 M$ autorisé par la décision D-2022-025**[109]**, la Régie demande à Énergir de déposer, pour approbation, la mise à jour de l'information relative au revenu requis, à l'ajustement tarifaire et aux grilles tarifaires au plus tard 14 jours suivant la présente décision.**

8 AJUSTEMENT TARIFAIRE

8.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL

[182] En tenant compte de la prévision des ventes en 2025-2026 et des revenus découlant de l'application des tarifs 2024-2025, Énergir établit l'ajustement tarifaire global à 12,6 M$, soit une hausse moyenne de 1,15 %. Cette hausse annuelle moyenne est répartie entre les services comme indiqué au tableau suivant.

108 Voir les sections 4.2.3, 4.3.2,6.3, 7.3.3, 7.4.2 et 7.5.3 de la présente décision.

109 Dossier R-4177-2021 Phase 1, décision D-2022-025, p. 25.

TABLEAU 14[110]

AJUSTEMENT TARIFAIRE PAR SERVICE POUR L'ANNÉE 2025-2026

Service *(En millions de $)*	**Distribution (D)**	**SPEDE (S)**	**Transport (T)**	**Équilibrage (É)**	**Socialisation du GSR**	**TOTAL**
Revenu requis	729,1	9,7	136,8	176,3	55,8	1 107,7
Tarifs 2024-2025[1]	745,1	9,9	167,1	165,3	7,7	1 095,1
Ajustement tarifaire	(16,0)	(0,2)	(30,2)	10,9	48,1	12,6
Ajustement tarifaire en %	-2,15%	-1,90%	-18,10%	6,61%	622,11%	1,15%

Les écarts observés sont dus aux arrondis.

Note 1 : Les tarifs 2024-2025 sont appliqués aux volumes projetés de l'année 2025-2026.

[183] Les principaux éléments expliquant l'ajustement tarifaire en 2025-2026 pour les services de distribution, de transport et d'équilibrage ainsi que pour les frais de socialisation du GSR, sont présentés aux sections suivantes. Les autres éléments expliquant l'ajustement tarifaire sont présentés aux sections 1.2 à 1.5 de la pièce B-0122[111].

8.2 SERVICE DE DISTRIBUTION

[184] Énergir explique la baisse tarifaire de 2,15 % au service de distribution principalement par la variation des montants provenant des années antérieures à récupérer ou à remettre à la clientèle (par le biais de l'amortissement des frais reportés). Ces montants concernent notamment les trop-perçus, le découplage des revenus, les comptes de nivellement des ASF et les comptes de stabilisation de la température. Cette variation à la baisse est partiellement compensée par l'augmentation des dépenses d'exploitation et de l'amortissement des immobilisations.

110 Pièce B-0123.

111 Pièce B-0122, p. 5 à 11.

8.3 SERVICE DE TRANSPORT

[185] Énergir explique la baisse tarifaire de 18,1 % au service de transport principalement par les variations du différentiel de lieu sur les achats de gaz naturel à Empress[112] et des montants provenant des années antérieures à récupérer ou à remettre à la clientèle.

8.4 SERVICE D'ÉQUILIBRAGE (SAISONNIER ET FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE)

[186] Énergir explique la hausse tarifaire en équilibrage de 6,61 % principalement par une diminution des revenus provenant des transactions d'optimisation et par une hausse des coûts d'entreposage. Ces hausses du coût de service sont compensées par la variation du différentiel de lieu sur les achats de gaz naturel à Empress.

8.5 FRAIS DE SOCIALISATION DU GSR

[187] Énergir explique la hausse des frais de socialisation du GSR de 48,1 M$ en 2025-2026 par l'intégration du CFR de socialisation résultant d'un seuil réglementaire de livraison de GSR de 2 % pour l'année 2023-2024, comparativement au seuil de 1 % pour le CFR de socialisation de l'année 2022-2023, intégré au dossier tarifaire 2024-2025.

8.6 OPINION DE LA RÉGIE

[188] Considérant les ajustements au revenu requis en distribution de – 1 730 k$ présentés à la section 7.7 de la présente décision, la Régie estime l'ajustement tarifaire global pour l'année 2025-2026 à environ 1 %.

---

112 Pièce B-0127, p. 1 et 4. Le coût des achats de gaz naturel à Empress est fonctionnalisé au service de fourniture sur la base du prix NGX à Dawn (différentiel de lieu). La différence découlant du différentiel de lieu est fonctionnalisée au service de transport et à l'équilibrage saisonnier.

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

9.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[189] Énergir demande 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*[113]. L'article 5 de ce règlement prévoit notamment :

> 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.

[190] Pour 2025-2026, Énergir établit à 212,3 M$ le montant des projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4,0 M$. Le Distributeur présente les informations en lien avec ces investissements selon le format approuvé par la Régie dans ses décisions D-2020-126, D-2023-116 et D-2023-127[114]. Le tableau suivant présente les investissements faisant l'objet de la demande d'autorisation.

---

113 RLRQ c. R-6.01, r. 2.

114 Pièce B-0106, p. 3, référant aux dossiers R-3867-2013 Phase 3 et R-4213-2022 Phase 2, décisions D-2020-126, D-2023-116 et D-2023-127.

TABLEAU 15[115]

SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS INFÉRIEURS AU SEUIL

Sommaire des investissements inférieurs au seuil *(en millions de dollars)*	**2025** *année autorisée*	**2025** *année de base (4/8)*	**2026** *année témoin*
Développement réseau et renforcement	41,7	47,3	51,1
Développement associé au GSR	1,8	(3,7)	-
Amélioration réseau	81,5	77,0	75,3
Entreposage du gaz naturel	3,1	3,1	3,4
Installations générales	25,9	26,8	24,8
Frais généraux corporatifs capitalisés	25,3	23,5	25,6
Subventions	-	-	-
Total immobilisations	**179,5**	**174,0**	**180,3**
Actifs intangibles - développement informatique	32,0	35,6	32,0
Total des investissements	**211,5**	**209,7**	**212,3**

[191] Énergir fournit les justifications aux investissements prévus pour l'année 2025-2026, lesquelles sont résumées, ci-dessous, pour les trois catégories où les montants sont les plus importants :

- Développement du réseau et renforcement : nécessaires pour assurer le raccordement de la nouvelle clientèle et alimenter les ajouts de charge de la clientèle actuelle et réalisés en fonction de leur rentabilité;
- Amélioration du réseau : requis pour gérer des situations représentant des risques, répondre à des exigences provinciales et municipales, améliorer la capacité hydraulique du réseau, etc.;
- Frais généraux corporatifs : utiles pour l'amélioration et le développement d'outils technologiques, le maintien du parc informatique, ainsi que l'achat et la mise à niveau de logiciels.

[192] Le Distributeur présente également, au tableau suivant, l'impact tarifaire des investissements.

[115] Pièce B-0106, p.5.

TABLEAU 16[116]

IMPACT TARIFAIRE DES INVESTISSEMENTS

Impact tarifaire des investissements *(en millions de $)*	**NGRA**	**GRA (projets de développement)**		**Total**
		GSR	Réseau	
Impact tarifaire - un an	14,7	-	(1,1)	13,6
Impact tarifaire - cumulatif 5 ans	96,0	-	(5,7)	90,3
Investissements	151,7	-	60,6	212,3

9.2 OPINION DE LA RÉGIE

[193] La Régie est satisfaite de la preuve présentée par Énergir. Les justifications et l'impact tarifaire fournis lui permettent de conclure au caractère prudent et utile des investissements prévus pour 2025-2026 et sont conformes au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*.

[194] **En conséquence, la Régie autorise, pour l'année 2025-2026, les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M$, destinés à la distribution de gaz naturel, pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application, au montant total prévu de 212,3 M$.**

10 BASE DE TARIFICATION

10.1 ADDITION À LA BASE DE TARIFICATION

116 Pièce B-0106, p. 28.

[195] Énergir demande à la Régie d'approuver les additions à la base de tarification en lien avec les projets d'investissements. Le tableau suivant présente l'évolution des additions à la base de tarification pour la période 2023-2024 à 2025-2026.

TABLEAU 17[117]

ÉVOLUTION DES ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION

Additions à la base de tarification *(en millions de $)*	***2024*** ***année historique***		***2025*** ***année autorisée***		***2025*** ***année de base (4/8)***		***2026*** ***année témoin***	
	< 4 M$	total	< 4 M$	total	< 4 M$	total	< 4 M$	total
Immobilisations corporelles	168,8	189,1	181,1	208,9	175,4	221,1	182,0	186,3
Développements informatiques	29,8	29,8	32,0	32,0	35,6	37,5	32,0	32,0
Programmes commerciaux	6,0	6,0	10,5	10,5	6,1	6,1	9,7	9,7
Intégration de projets hors base dans le solde d'ouverture	-	20,6	-	25,6	-	24,5	-	15,9
Total des additions	**204,6**	**245,5**	**223,7**	**277,0**	**217,1**	**289,2**	**223,7**	**243,8**

[196] Énergir établit à 223,7M$ le montant des additions à la base de tarification pour les projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4,0 M$. Les additions à la base de tarification totalisent 243,8M$ en tenant compte de l'ensemble des projets d'investissements. Il s'agit d'une baisse de 12 % par rapport aux additions prévues de l'année autorisée 2025.

[197] Énergir prévoit des additions en immobilisations corporelles totales de 186,3 M $ pour l'année 2025-2026, dont un montant de 182,0 M $ est soumis pour approbation. Le tableau suivant présente la ventilation de ces montants.

117 Pièce B-0104 et dossier R-4288-2024, pièce B-0031.

TABLEAU 18[118]

ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Additions à la base de tarification en immobilisations corporelles *(en millions de dollars)*	***2024*** ***année historique***		***2025*** ***année autorisée***		***2025*** ***année de base (4/8)***		***2026*** ***année témoin***	
	< 4 M$	total	< 4 M$	total	< 4 M$	total	< 4 M$	total
Développement du réseau	43,1	44,5	41,7	42,9	47,3	55,0	51,1	51,4
Développement associé au GSR	0,3	7,7	1,8	35,5	(3,7)	34,8	-	2,4
Amélioration du réseau	74,4	74,4	81,5	81,5	77,0	77,0	75,3	91,0
Réseau de transmission	-	9,2	-	-	-	-	-	-
Entreposage du gaz naturel	1,7	9,3	3,1	10,7	3,1	16,0	3,4	4,6
Installations générales	24,5	24,5	25,9	25,9	26,8	26,8	24,8	24,8
Frais généraux capitalisés	23,5	24,3	25,3	25,7	23,5	23,7	25,6	25,6
Autres	1,4	1,4	1,7	1,7	1,4	1,4	1,8	1,8
Subventions gouvernementales	(0,1)	(6,2)	-	(15,0)	-	(13,6)	-	(15,2)
Immobilisations corporelles	**168,8**	**189,1**	**181,1**	**208,9**	**175,4**	**221,1**	**182,0**	**186,3**

10.2 ÉTABLISSEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[198] Énergir demande à la Régie d'établir la base de tarification au montant de 2 929,8 M$ pour l'année témoin 2025-2026, ventilée comme suit.

118 Pièce B-0104 et dossier R-4288-2024, pièce B-0031, p. 1.

TABLEAU 19[119]

BASE DE TARIFICATION POUR LA PÉRIODE DE 2023-2024 À 2025-2026

Base de tarification **Moyenne des 13 soldes** *(en millions de dollars)*	**2024** ***année historique***	**2025** ***année autorisée***	**2025** ***année de base (4/8)***	**2026** **année témoin**	***Hausse (baisse)*** ***2026 vs 2025 autorisé***	 ***2026 vs 2024 historique***
Immobilisations corporelles nettes	2 207,9	2 283,5	2 280,0	2 343,1	*59,5*	*135,2*
Développement des systèmes informatiques et brevet	102,3	120,9	122,7	129,7	*8,8*	*27,4*
Coûts non amortis						
Programmes commerciaux	72,5	69,3	64,2	58,5	*(10,8)*	*(13,9)*
PGEÉ - Subventions	176,3	280,3	266,0	295,4	*15,1*	*119,1*
Autres coûts non amortis	(15,3)	(47,9)	(18,5)	(32,8)	*15,1*	*(17,5)*
Fonds de roulement						
Encaisse réglementaire	32,9	49,6	46,4	47,8	*(1,8)*	*14,9*
Matériaux et inventaires de gaz	92,5	138,6	93,6	135,1	*(3,5)*	*42,6*
Passif aux titres des prestations définies net des CFR	(38,2)	(31,1)	(54,7)	(46,0)	*(14,9)*	*(7,8)*
Provision auto-assurance	(1,1)	(1,2)	(0,9)	(0,9)	*0,2*	*0,1*
Total	**2 629,8**	**2 862,1**	**2 798,7**	**2 929,8**	***67,8***	***300,0***

[199] La base de tarification de l'année 2025-2026 présente une croissance de 2 % soit 67,8 M$ de plus par rapport au montant de l'année autorisée en 2024-2025. Comparativement à l'année historique 2023-2024, la hausse s'élève à 11 % (300 M$).

[200] La hausse de 67,8 M $ par rapport à l'année autorisée 2024-2025 est principalement attribuable aux immobilisations corporelles nettes (+ 59,5 M$) alors que les causes de la hausse par rapport à l'année historique 2024 sont en lien tant avec les immobilisations corporelles nettes (+ 135,2 M$) qu'avec les subventions faites dans le cadre du PGEÉ (+ 119,1 M$).

119 Pièce B-0103 référant aux dossiers R-4288-2024, pièce B-0029, et R-4257-2024, décision D-2024-113, p. 55. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

10.3 OPINION DE LA RÉGIE

[201] La Régie est satisfaite de l'acuité de la base de tarification au dossier tarifaire. En effet, aucun écart prévisionnel important n'est identifié dans les rapports annuels du Distributeur[120].

[202] **La Régie approuve donc, pour 2025-2026, un montant de 182,0 M$ pour les additions à la base de tarification relatives aux projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M$.**

[203] **Elle établit la base de tarification aux fins d'établissement des tarifs à 2 929,8 M$ pour l'année témoin 2025-2026.**

[204] Par ailleurs, dans sa décision D-2025-060, rendue le 4 juin 2025, la Régie a rejeté la demande d'Énergir d'inclure certains actifs de la station de réception et d'injection de Saint-Flavien aux actifs d'adaptation du réseau de distribution. La Régie comprend que cette décision amène notamment un changement quant au moment où ces actifs doivent être intégrés à la base de tarification[121]. **En conséquence, elle demande à Énergir de déposer, au plus tard 14 jours suivant la présente décision, une mise à jour de l'information présentée aux pièces B-0103 et B-0104, afin d'y intégrer les effets de la décision D-2025-060**.

10.4 ÉTUDE SUR LES TAUX D'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES

[205] Pour les immobilisations corporelles, Énergir utilise la méthode de l'amortissement linéaire, selon un taux spécifique par catégorie d'actifs. Les taux d'amortissement prennent en considération le coût historique des investissements, les coûts des retraits passés, la prévision des retraits futurs, les coûts d'abandon associés aux retraits, la valeur de l'amortissement accumulé et la durée de vie résiduelle de l'actif. Les taux d'amortissement des immobilisations corporelles sont révisés aux cinq ans.

---

120 Dossiers R-4288-2024, décision D-2025-067, R-4242-2023, décision D-2024-066, R-4209-2022, décision D-2023-102, et R-4175-2021, décision D-2022-098.

121 Voir la section 4.3 de la présente décision.

[206] Énergir présente, dans la pièce B-0110[122], les résultats de l'étude quinquennale sur les taux d'amortissement pour les actifs de distribution, de stockage et de transmission dans un premier temps, suivi des installations générales par la suite. L'application des taux d'amortissement découlant de cette étude sera effectuée au 1er octobre 2025.

[207] La nouvelle étude sur les taux déposée au présent dossier se traduit, pour l'année tarifaire 2025-2026, par une hausse de la dépense d'amortissement projetée de 4,1 M$ pour les immobilisations corporelles.

10.4.1 ACTIFS DE DISTRIBUTION, DE STOCKAGE ET DE TRANSMISSION

[208] Pour les catégories d'actifs de distribution, de stockage et de transmission, l'étude sur les taux d'amortissement a été réalisée par M. Larry E. Kennedy et Mme Amanda Nori, de la firme Concentric Advisors. Leur mandat consistait à réaliser une analyse statistique et prévisionnelle, en tenant compte des informations historiques, afin de revoir les taux d'amortissement des différentes catégories d'actifs de distribution, de stockage et de transmission.

[209] À cette fin, Énergir précise que les données remises aux consultants sont celles en date du 30 septembre 2023, compte tenu du fait que les données réelles du rapport annuel 2023-2024 n'étaient pas encore connues au moment de réaliser l'étude.

[210] Le tableau suivant présente les principaux changements proposés aux taux d'amortissement à la suite de l'étude réalisée par les consultants.

---

122 Pièce B-0110.

TABLEAU 20[123]

PRINCIPAUX CHANGEMENTS PROPOSÉS DANS L'ÉTUDE DES TAUX D'AMORTISSEMENT

Catégorie		Taux actuel	Durée de vie utile actuelle (années)	Taux proposé	Durée de vie utile proposée (années)	Impact (en M$)
Z1151	Dist. conduite plastique direct	1,52%	70	1,70%	65	2,3
Z1150	Dist. conduite acier	3,25%	45	3,38%	45	1,3
Z1250	Dist. poste livraison équipement	2,76%	40	3,22%	40	0,7
Z3100	Transmission conduite	0,55%	70	1,02%	65	0,6
Z1200	Compteurs	5,24%	18	4,73%	18	(1,4)
Autres catégories		divers	divers	divers	divers	0,6
Impact sur la dépense d'amortissement en 2025-2026						4,1

[211] En ce qui a trait aux conduites de distribution en plastique direct et aux conduites de transmission en acier, l'estimation de la durée de vie utile moyenne passe de 70 à 65 ans, pour refléter la durée de vie utilisée par les comparables du secteur.

[212] En ce qui a trait aux conduites principales en acier et à la portion équipement des postes de livraison, les changements proposés dans les taux d'amortissement découlent de l'augmentation des coûts d'abandon.

[213] Une diminution des taux d'amortissement des compteurs est également recommandée par les consultants, en raison d'une modification à la courbe de mortalité qui est passée du type L (*left modal*) au type R (*right modal*)[124].

[214] Questionnée sur d'autres méthodes d'amortissement et de stratégies d'atténuation de la transition énergétique qui seraient possiblement reflétées dans les futures études sur les taux d'amortissement, Énergir indique être à l'affût des tendances liées à la transition énergétique qui pourraient avoir un impact sur la durée de vie attendue de ses actifs[125].

---

123 Pièce B-0110, p. 8 et annexe B pour les changements dans les autres catégories d'actifs.

124 Type L : Les mises hors service sont concentrées plus tôt dans le cycle de vie de l'actif (mode < moyenne). Type R : les mises hors service sont concentrées plus tard dans le cycle de vie de l'actif (mode > moyenne). Pour une représentation graphique, voir la pièce B-0110, p. 9-4 et 9-5 (p. 198 et 199 du fichier PDF).

125 Pièce B-0181, p. 93, réponses aux questions 28.2 et 28.3.

[215] En tenant compte de l'avis des auteurs de l'étude ainsi que du contexte énergétique actuel au Québec, Énergir considère que les taux d'amortissement calculés avec la méthode actuelle sont les plus représentatifs de la réalité. Cependant, elle n'exclut pas la possibilité qu'une autre méthodologie ou des résultats différents puissent être présentés ou éventuellement proposés, si le contexte énergétique venait à changer.

[216] Énergir n'exclut pas non plus la possibilité que les conclusions du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE) puissent la guider vers un dépôt anticipé d'une prochaine étude sur les taux d'amortissement. En effet, si les conclusions du PGIRE venaient à changer la contribution d'Énergir dans l'avenir énergétique du Québec, une révision des périodes d'amortissement pourrait être nécessaire afin de refléter le nouvel usage des actifs d'Énergir. Une nouvelle étude des taux serait ainsi déposée de façon anticipée[126].

10.4.2 INSTALLATIONS GÉNÉRALES

[217] En ce qui a trait aux installations générales, compte tenu du fait que l'estimation de la durée de vie est plus facilement déterminable, Énergir ne requiert pas l'implication d'un expert en étude de taux. Conséquemment, les durées d'amortissement sont déterminées à l'interne, à la suite de discussions avec les responsables des actifs étudiés.

[218] Au présent dossier, Énergir ne propose aucun changement dans les taux d'amortissement pour les installations générales. Selon les résultats des analyses et des rencontres tenues à l'interne, Énergir conclut que les catégories d'immobilisations corporelles actuelles reflètent bien les actifs des installations générales et que les taux d'amortissement représentent bien leur durée d'utilisation.

---

126 Pièce B-0240, p. 29, réponse à la question 12.1.

10.4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[219] **Pour les motifs décrits ci-après, la Régie autorise la modification des taux d'amortissement des actifs de distribution, de stockage et de transmission qui seront en vigueur jusqu'à la prochaine étude des taux, tels que présentés à l'annexe B de la pièce B-0110**[127].

[220] La Régie note que l'étude sur les taux d'amortissement repose sur l'expérience passée d'Énergir et des comparaisons avec les pairs de l'industrie, comme par les années passées[128]. Au présent dossier, la nouvelle étude des taux se traduit par une hausse de la dépense d'amortissement prévue de 4,1 M$ pour l'année 2025-2026.

[221] **Par ailleurs, la Régie retient, tout comme Énergir et les auteurs de l'étude, qu'il serait prématuré d'introduire au présent dossier des outils d'amortissement accélérés afin de tenir compte du contexte de la transition énergétique. À cet égard, elle demande à Énergir de considérer la possibilité de devancer la prochaine étude sur les taux d'amortissement afin, notamment, de tenir compte de l'évolution du contexte énergétique du Québec. Elle lui demande également, dans le cadre de cette étude, de faire état de l'effet de la transition énergétique dont, notamment, la décroissance anticipée des consommations d'ici 2050, sur les taux d'amortissement.**

[222] Considérant que l'étude sur les taux d'amortissement des actifs de distribution, de stockage et de transmission est complexe et que son examen est pluriannuel, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'améliorer l'information y étant présentée. À cet égard, la Régie souligne que les réponses d'Énergir à ses DDR ont permis une meilleure compréhension de l'étude sur les taux d'amortissement.

[223] **En conséquence, la Régie demande à Énergir, à compter de la prochaine étude sur les taux d'amortissement des actifs de distribution, de stockage et de transmission, de présenter un exemple d'application pratique en s'inspirant de la réponse à la question 27.1 de la pièce B-0181**[129]**. Elle lui demande également de présenter une**

---

127 Pièce B-0110, annexe B.

128 Dossiers R-4119-2020, décision D-2020-145 référant à la pièce B-0106, et R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision D-2015-181 référant à la pièce B-0466.

129 Pièce B-0181, p. 88 à 90, réponses aux questions 27.1 à 27.3.

conciliation des soldes aux livres utilisés aux fins de l'étude avec les états financiers déposés au rapport annuel, selon le même format et la même nature que la conciliation présentée à l'annexe Q-11.1 de la pièce B-0240[130].

11 STRATÉGIE FINANCIÈRE

11.1 PREUVE D'ÉNERGIR

[224] Énergir demande à la Régie, pour l'année tarifaire 2025-2026, d'approuver un coût en capital moyen pondéré de 6,06 %, établi en tenant compte du taux de rendement de 8,90 %[131] sur l'avoir ordinaire présumé. Le coût en capital moyen pondéré avant impôt est établi à 7,46 %[132].

[225] 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 5,98 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification et de l'actualisation des contributions tarifaires et d'établir à 5,42 % le coût en capital prospectif, après impôts, aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements. Il est à souligner que 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[133].

[226] Le Distributeur demande également à la Régie de reconduire, pour les années 2025-2026 et 2026-2027, la structure de capital présumée actuelle constituée de 38,5 % d'avoir propre ordinaire, 7,5 % d'actions privilégiées et 54 % de dette[134].

---

130 Pièce B-0240, annexe Q-11.1.

131 Dossier R-4287-2024 Phase 1, décision D-2025-043, par. 21.

132 Pièce B-0113 et pièce sous pli confidentiel B-0112.

133 Pièce B-0223.

134 Pièces A-0072, p. 127, et B-0256, p. 12.

11.2 OPINION DE LA RÉGIE

[227] Dans sa décision D-2022-119, la Régie maintenait la structure de capital présumée d'Énergir, à savoir : 38,5 % d'avoir propre, 7,5 % d'actions privilégiées et 54 % de dette[135].

[228] Dans sa décision D-2025-043[136], la Régie fixait le taux de rendement sur l'avoir propre d'Énergir à 8,9 %. Elle ordonnait également que ce taux de rendement soit appliqué pour les années tarifaires 2025-2026 et 2026-2027.

[229] Considérant le lien entre le taux de rendement qui prend en compte, dans sa détermination, la structure du capital présumée, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'accueillir la demande d'Énergir**. En conséquence, elle reconduit la structure de capital présumée actuelle d'Énergir constituée de 38,5 % d'avoir ordinaire, 7,5 % d'avoir privilégié et 54 % de dette pour les années tarifaires 2025-2026 et 2026-2027.**

[230] **Considérant que le coût en capital moyen pondéré est établi selon les paramètres autorisés dans sa décision D-2025-043, la Régie approuve le taux de 6,06 % pour l'année tarifaire 2025-2026, tel que demandé par Énergir.**

[231] **Pour les projets d'investissements, considérant la mise à jour des taux d'intérêt, la Régie établit le coût en capital prospectif à 5,98 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification et de l'actualisation des contributions tarifaires. Elle établit ce taux à 5,42 % 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.**

---

135 Dossier R-4156-2021 Phase 2, décision D-2022-119, par. 314.

136 Dossier R-4287-2024 Phase 1, décision D-2025-043, par. 21.

12 STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES

12.1 PRIX DE FOURNITURE DU GSR

12.1.1 MÉTHODE ACTUELLE D'ÉTABLISSEMENT DU TARIF GSR

[232] Dans sa décision D-2021-158[137], la Régie approuvait la méthode d'établissement du tarif GSR au service de fourniture destinée à la clientèle volontaire selon la formule de calcul suivante :

Tarif GSR = Coût moyen d'achat projeté pour les 12 mois du dossier tarifaire + Écart de prix cumulatif GSR + Surcoût GSR invendu.

[233] Le tableau suivant présente le calcul détaillé de chaque composante de la formule.

TABLEAU 21[138]

COMPOSANTES DU TARIF GSR SELON LA MÉTHODE ACTUELLE

Composantes	Définitions	Détail du calcul des composantes
Composante 1	Coût moyen d'achat projeté pour les 12 mois du dossier	(Prix producteur 1 x Volumes producteur 1 + (…) + Prix producteur n x Volumes producteur n) / Total des volumes **d'achat** de GSR prévus au dossier tarifaire
Composante 2	Écart de prix cumulatif GSR	(Solde du CFR d'écart de prix cumulatif GSR $_{t-2}$ + Intérêts capitalisés $_{t-1}$) / Total des volumes de **vente** GSR prévus au dossier tarifaire
Composante 3	Surcoût du GSR invendu	(Solde du Surcoût GSR invendu au-delà du seuil) / Total des volumes de **vente** de GSR prévus au dossier tarifaire

[234] La composante 1 représente le coût moyen pondéré des achats de GSR projeté pour les 12 mois du dossier tarifaire. Les prix payés à chacun des producteurs sont des prix de fourniture de GSR fonctionnalisés à Dawn.

137 Dossier R-4008-2017, décision D-2021-158, p. 56.

138 Tableau produit par la Régie à partir de la pièce B-0150, p. 3.

[235] La composante 2 permet de récupérer les écarts de coûts d'acquisition réalisés au cours du deuxième exercice annuel précédent. Le solde du CFR qui cumule les écarts de prix du GSR (CFR – Écart de prix GSR) est constaté au rapport annuel de l'année qui précède l'établissement du prix du GSR.

[236] Dans sa décision D-2021-158[139], la Régie reconnaissait qu'un compte d'écart était requis afin de récupérer des manques à gagner ou des trop-perçus réalisés en raison de l'écart entre les coûts d'achats réels et les revenus de vente de la molécule de GSR. À ce moment, il était attendu que ces écarts seraient majoritairement causés par une variation de la répartition des volumes reçus en provenance des différents contrats d'approvisionnement.

[237] Pour sa part, la composante 3 représente les coûts reliés aux volumes de GSR invendus dépassant le seuil réglementaire.

12.1.2 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[238] Énergir demande à la Régie d'approuver les modifications proposées dans les composantes de l'écart de prix cumulatif GSR et du surcoût du GSR invendu dans le calcul du prix du GSR, pour une entrée en vigueur à compter du 1er octobre 2025. Elle précise que cette demande vise exclusivement à corriger une incohérence dans le calcul des composantes 2 et 3 du prix du GSR.

12.1.2.1 Contexte

[239] Énergir[140] rappelle qu'à l'origine, elle prévoyait que la demande volontaire serait plus importante qu'elle ne l'est actuellement, et que les achats et les ventes de GSR seraient à la hauteur des volumes du seuil réglementaire. La formule du prix du GSR avait été établie pour répondre aux besoins des clients en consommation volontaire, tout en

139 Dossier R-4008-2017, décision D-2021-158, p. 73.
140 Pièce B-0150, p. 4.

permettant de récupérer le coût d'acquisition du GSR puisque, celui-ci était établi sur une base prospective.

[240] C'est pourquoi la composante 2 vise à récupérer ou à rembourser les écarts entre les coûts d'acquisition projetés, déterminés à partir du tarif GSR, et les coûts d'acquisition réels[141]. Énergir mentionne que l'extrait du paragraphe 319 de la décision D-2021-158 s'appuie probablement sur le passage suivant de sa preuve :

> « […], le solde de l'écart de prix cumulatif GNR à transférer dans le tarif de GNR comprendrait la différence cumulée au cours de l'année tarifaire entre le coût réel d'achat du GNR déboursé par Énergir et les revenus générés par le prix du GNR facturé à la clientèle[142]. »

[241] Énergir précise qu'elle aurait plutôt dû utiliser la même formulation que celle employée pour le compte CFR d'écart de coût cumulatif du gaz de réseau et présenté dans la même preuve, soit : « […] l'écart entre le coût d'acquisition projeté et facturé à la clientèle […] et le coût d'acquisition réel […][143] », dans lequel le coût d'acquisition projeté et facturé correspond au tarif de fourniture multiplié par le volume d'achat d'Énergir.

[242] Comme dans le cas du GNT, Énergir souligne que la vente de la molécule GSR n'a aucun effet sur la mécanique de calcul des TP/MAG. Le CFR – Écart de prix GSR vise uniquement à récupérer ou à rembourser les écarts entre le coût d'acquisition projeté, servant à déterminer le coût moyen projeté de la composante 1 du tarif GSR, et le coût d'achat réel. Ainsi, la composante 2 du tarif GSR permet de récupérer les TP/MAG réalisés en raison de ces écarts de coûts d'acquisition.

[243] Initialement, Énergir estimait que les achats et les ventes de GSR seraient à la hauteur du seuil réglementaire. Ainsi, l'utilisation des ventes de GSR comme dénominateur pour les composantes 2 et 3 se justifiait parce que l'écart de prix était

---

141 Pièce B-0181, réponse à la question 16.3.

142 Dossier R-4008-2017, pièce B-0573, p. 28. La notion de gaz naturel renouvelable (GNR) a été modifiée par celle de gaz de source renouvelable (GSR) au 1er janvier 2023, par l'entrée en vigueur des articles 6, 7 et du paragraphe 1 de l'article 8 de la *Loi modifiant la Loi sur les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie de certains appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures*, LQ 2021, c. 28.

143 Dossier R-4008-2017, pièce B-0573, p. 27.

adéquatement assumé par les consommateurs volontaires de GSR. L'enjeu de causalité des coûts était absent, car le seuil réglementaire était proche de la demande volontaire.

[244] Énergir soumet toutefois que ce n'est plus le cas. En effet, la demande volontaire de GSR moins importante que prévue, jumelée aux achats de GSR qui se font à l'avance pour respecter les seuils réglementaires, crée un écart important entre les volumes d'achat et ceux des ventes. Cela crée une certaine incohérence au moment de la récupération des coûts d'acquisition du GSR. Dans ce contexte, Énergir soumet qu'il est opportun d'apporter des ajustements au calcul du tarif GSR.

[245] Au présent dossier, Énergir propose donc de modifier les composantes 2 et 3 afin qu'elles comportent le même dénominateur que la composante 1, soit le total des volumes d'achat de GSR prévus au dossier tarifaire, au lieu du total des volumes de vente GSR prévus.

12.1.2.2 Démonstration de la problématique de la tarification actuelle

[246] Selon la méthode actuelle, le taux unitaire lié au solde du CFR – Écart de prix GSR inclus au tarif GSR est calculé sur la base des volumes de ventes volontaires projetées. Or, étant donné le contexte décrit précédemment, il y a maintenant un écart important entre les volumes de ventes et d'achats. Les ventes sont en fait significativement inférieures aux achats, créant ainsi une incohérence au moment de la récupération des coûts d'acquisition du GSR[144].

[247] Énergir considère donc que la méthode actuelle ne respecte plus la logique de création et de retour du CFR – Écart de prix GSR.

[248] De plus, avec le temps, la méthode actuelle crée une volatilité importante du prix du GSR, des écarts de coûts d'acquisition considérables, et s'éloigne d'une tarification qui reflète le plus possible le coût d'acquisition par Énergir auprès des producteurs[145].

---

144 Pièce B-0181, réponse à la question 16.3.

145 Pièces B-0181, réponse à la question 17.1.2, et B-0259, p. 2.

[249] Énergir présente, au tableau suivant, les écarts de facturation pour la période 2021-2022 à 2025-2026.

TABLEAU 22[146]

HISTORIQUE PRÉVISIONNEL DU CFR DE L'ÉCART DE PRIX CUMULATIF GSR

	2021-2022	2022-2023	2023-2024[1]	2024-2025	2025-2026
(a) Solde à récupérer *(000 $)*	353	(694)	2 408	816	6 070
(b) Volumes projetés de vente GSR *(10^3m^3)*	66 588	40 000	123 566	51 931	31 830
(c) Taux de récupération *(¢/m³)* ((a x b) x 100)	0,530	(1,735)	1,949	1,572	19,070
(d) Volumes d'achats projetés *(10^3m^3)*	35 968	94 936	123 566	210 738	263 786
(e) Solde récupéré *(000 $)* ((c x d)/100)	191	(1 647)	2 408	3 313	50 303
(f) Sur / (sous) facturation *(000 $)* (e - a)	(162)	(953)	0	2 497	44 233

Note 1 : Énergir explique l'absence d'écart de facturation en 2023-2024 par le fait que les volumes projetés d'achats et de ventes étaient les mêmes.

[250] En réponse à la DDR n° 4 de la Régie[147], Énergir explique le calcul permettant d'établir le solde des écarts de coûts d'acquisition du GSR à récupérer en 2025-2026, au montant de 6 070 k$. Elle explique également que le taux de récupération de 19,070 ¢/m^3, appliqué aux volumes de GSR achetés par Énergir, permet de mettre en évidence une incohérence avec le fonctionnement du mécanisme du CFR – Écart de prix. En effet, en appliquant la méthode actuelle, la récupération totale serait de 50,3 M$ en 2025-2026, ce qui représente une surfacturation de 44,2 M$ par rapport au solde à récupérer.

[251] En comparaison, si Énergir utilisait plutôt les volumes d'achats projetés de 263 786 10^3m^3 pour calculer le taux de récupération, celui-ci serait établi à 2,301 ¢/m^3. Ainsi, le montant de 6 070 k$ serait intégralement récupéré au moment des achats de GSR auprès des producteurs, évitant une surfacturation pour l'année 2025-2026.

[252] Selon Énergir, les écarts de facturation présentés au tableau précédent permettent de démontrer qu'il faut utiliser une base volumétrique cohérente, soit les volumes d'achats projetés de GSR, pour déterminer le taux de récupération.

146 Pièce B-0150, p. 5.

147 Pièce B-0181, réponses aux questions 16.1 et 16.5.

12.1.2.3 Modification proposée à la composante 2 : Écart de prix cumulatif GSR

[253] Énergir indique que le calcul de la composante 2 du tarif GSR, associé à l'écart de prix cumulatif du GSR, repose sur la même logique que l'écart de prix cumulatif du gaz de réseau. Ce dernier matérialise la récupération ou la remise des sommes comptabilisées au CFR lors de l'achat du gaz de réseau et non au moment de la vente[148].

[254] Ainsi, Énergir propose d'appliquer la même approche pour l'écart de prix cumulatif du GSR. Cela consisterait à utiliser, comme nouveau dénominateur, le total des volumes d'achats GSR plutôt que les volumes de ventes GSR prévues au dossier tarifaire, selon la formule suivante :

$$\text{Écart de prix cumulatif GSR } (¢/m^3) = \frac{(\text{Solde du CFR d'écart de prix cumulatif GSR } t-2 + \text{Intérêts capitalisés } t-1)}{\text{Total des volumes d'achat GSR prévus au dossier tarifaire}}$$

[255] Le CFR de l'écart de prix du GSR vise uniquement à récupérer ou à rembourser les écarts entre les coûts d'acquisition projetés, déterminés à partir du tarif GSR, et les coûts d'acquisition réels[149]. Énergir procède ainsi puisque l'inventaire de GSR est valorisé selon le tarif GSR en vigueur. Cette méthode vise à ce qu'Énergir ne génère aucun profit sur la vente de fourniture et à ce que le tarif reflète le coût d'acquisition.

[256] Énergir soutient que sa proposition est équitable, puisqu'elle permet de recouvrer les écarts de coûts d'acquisition auprès de la clientèle qui en bénéficie, tout en favorisant la stabilité et la prévisibilité du tarif GSR. Elle contribue également à rapprocher le tarif du coût d'acquisition réel et présente l'avantage d'être simple à appliquer et à communiquer, tant à l'interne qu'auprès de la clientèle[150].

---

148 Pièce B-0150, p. 6.

149 Pièce B-0181, réponse à la question 16.3.

150 Pièce B-0181, réponse à la question 17.1.2.

12.1.2.4 Modification proposée à la composante 3 : Surcoût du GSR invendu

[257] Énergir constate la même incohérence pour la composante 3 associée au surcoût du GSR invendu. Le solde du surcoût du GSR invendu au-delà du seuil est récupéré au moment de l'achat du GSR, alors que la formule de la composante utilise les volumes de vente de GSR prévus au dossier tarifaire.

[258] Ainsi, même si le surcoût du GSR invendu est nul depuis son origine, Énergir propose d'utiliser comme nouveau dénominateur le total des volumes d'achats GSR au lieu du total des volumes de vente GSR prévus au dossier tarifaire. La nouvelle formule serait la suivante :

$$Surcoût\ GSR\ invendu\ (¢/m^3) = \frac{(Solde\ du\ Surcoût\ GSR\ invendu\ au\ delà\ du\ seuil)}{Total\ des\ volumes\ d'achat\ GSR\ prévus\ au\ dossier\ tarifaire}$$

12.1.2.5 Impacts des modifications proposées

[259] Le changement de la formule de l'écart de prix cumulatif GSR (composante 2) entraînerait une baisse de 16,768 ¢/m³ sur le prix du GSR pour l'année 2025-2026. Concernant la composante 3 liée au surcoût du GSR invendu, la composante serait égale à 0 ¢/m³, puisqu'Énergir ne se trouve pas dans une situation de GSR invendu au-delà du seuil.

TABLEAU 23[151]

COMPARAISON DU PRIX DE FOURNITURE DU GSR 2025-2026 SELON LA MÉTHODOLOGIE

	Méthodologie actuelle				Méthodologie proposée			
Composantes	**Calcul**		**Tarif**		**Calcul**		**Tarif**	
Coût moyen pondéré des achats de GSR projeté en 2025-2026	244 220 068 $ / 263 786 498 m³	=	92,582	¢/m³	244 220 068 $ / 263 786 498 m³	=	92,582	¢/m³
Écart de prix cumulatif GSR au 30 septembre 2024	6 069 910 $ / 31 830 119 m³	=	19,070	¢/m³	6 069 910 $ / 263 786 498 m³	=	2,301	¢/m³
Solde du Surcoût du GSR invendu au-delà du seuil pour l'année 2023-2024	0 $ / 31 830 119 m³	=	0,000	¢/m³	0 $ / 263 786 498 m³	=	0,000	¢/m³
Prix du GSR pour l'année 2025-2026		**=**	**111,652**	**¢/m³**		**=**	**94,884**	**¢/m³**

[260] Énergir[152] précise que sa proposition vise uniquement à corriger une incohérence dans la formule du tarif de GSR pour les composantes 2 et 3. Selon elle, rejeter cette proposition reviendrait à maintenir une incohérence dans la détermination du tarif GSR, tout en acceptant une grande volatilité de ce dernier.

[261] Énergir souligne que sa proposition ne modifie pas la clientèle auprès de laquelle le CFR - Écart de prix GSR est récupéré. Ce dernier continue d'être récupéré auprès de la clientèle volontaire, par le biais du tarif de fourniture GSR qu'elle paie, et de la clientèle non volontaire, par les frais de socialisation.

[262] Énergir ajoute que, quel que soit l'impact que le changement de méthode pourrait avoir sur le tarif GSR, ne pas procéder à cette correction aurait pour seul effet de reporter dans le temps les sommes à socialiser, sans pour autant les éliminer. Elle précise également que les modifications proposées n'auront aucune incidence sur l'article 11.1.2.1 des CST concernant le prix du GSR.

[263] Par ailleurs, Énergir indique qu'elle est en réflexion sur divers éléments de sa stratégie tarifaire pour la vente du GSR[153]. À cet effet, elle entend déposer une proposition

---

151 Tableau produit par la Régie à partir des pièces B-0150, p. 7, B-0160, p. 1, et B-0181, réponse à la question 16.1.

152 Pièce B-0181, réponse à la question 17.1.

153 Pièce B-0181, réponse à la question 16.7.

à la Régie, à l'automne 2025, afin notamment d'intégrer dans le tarif du GSR la valeur générée par la vente des unités de conformité. Cette dernière aurait un effet à la baisse sur le tarif du GSR et, conséquemment, sur le surcoût du GSR. Parallèlement, elle prévoit de soumettre une stratégie de vente de GSR à un prix différent du coût d'achat afin de stimuler les ventes volontaires de GSR et ainsi réduire le surcoût des unités invendues de GSR à socialiser à l'ensemble de la clientèle.

12.1.3 POSITION DES INTERVENANTS

ACIG

[264] L'ACIG[154] recommande de rejeter les modifications proposées dans les composantes de l'écart de prix cumulatif GSR et du surcoût du GSR invendu dans le calcul du prix du GSR.

[265] Questionnée sur l'opportunité de réviser la stratégie tarifaire dans le contexte du faible niveau des ventes volontaires et pour tenir compte de données prévisionnelles de l'année tarifaire (année t) plutôt que les données réelles de l'année t-2, Énergir indique être en réflexion sur différentes mesures visant à diminuer le prix du GSR, et conséquemment, sur le montant des invendus du GSR à socialiser à l'ensemble de la clientèle[155]. À cet égard, des modifications à la méthode d'établissement du tarif pour les frais de socialisation du GSR font partie des pistes envisagées, bien que les détails restent à préciser. Il est prévu qu'une proposition en lien avec ces réflexions soit déposée devant la Régie à l'automne 2025[156].

[266] L'ACIG est sensible à la problématique, mais se préoccupe des conséquences de ce changement si Énergir se retrouve dans la situation inverse, c'est-à-dire que les ventes volontaires surpassent le seuil réglementaire en vigueur. Elle est d'avis qu'il est essentiel de protéger la clientèle non-volontaire de tout coût provenant de volumes achetés au-delà des seuils réglementaires en vigueur.

---

154 Pièce C-ACIG-0027, p. 32 et 33.

155 Pièce B-0181, réponse à la question 16.7.

156 Pièces A-0072, p. 118 et 119, et A-0078, p. 144.

[267] Subsidiairement, elle recommande d'approuver la modification proposée dans la composante de l'écart de prix cumulatif GSR, jusqu'à concurrence des volumes nécessaires à l'atteinte du seuil réglementaire.

FCEI

[268] Selon la FCEI[157], la proposition d'Énergir représente une amélioration relativement à la situation actuelle. Toutefois, elle estime que celle-ci présente également un problème de cohérence. En principe, on voudrait l'introduction des écarts dans la formule de prix qui vise à les récupérer auprès des clients sur la base des volumes qui seront livrés. Or, rien ne garantit que les achats de GSR correspondent aux volumes livrés.

[269] Afin d'assurer une plus grande cohérence, la FCEI recommande d'utiliser comme dénominateur pour les composantes 2 et 3 le maximum entre le total des volumes de vente GSR prévus au dossier tarifaire et le volume de l'obligation réglementaire prévue. Selon elle, cette méthode améliorerait la correspondance entre les montants que l'on cherche à récupérer auprès de la clientèle et les montants effectivement récupérés. Cela aurait également par incidence l'avantage d'améliorer l'équité intergénérationnelle.

GRAME

[270] Le GRAME[158] est d'avis que la proposition d'Énergir réduit l'impact sur le tarif du GSR, mais que cette proposition pourrait être bonifiée par le devancement de l'attribution des écarts de volume à la bonne génération de clients. Le GRAME est d'avis que les corrections proposées par Énergir sont nécessaires et il recommande à la Régie de les approuver.

---

157 Pièce C-FCEI-0027, p. 12.

158 Pièce C-GRAME-0014, p. 27.

ROEÉ

[271] Le ROEÉ[159] estime qu'il serait avisé pour la Régie de connaître l'impact cumulatif de l'ensemble des mesures ayant pour effet de réduire le surcoût du GSR avant de décider s'il est opportun de modifier la méthode de calcul du prix du GSR.

[272] Selon lui, la Régie devrait tenir compte de l'impact sur le coût de la socialisation qui résulterait d'une stratégie de vente de GSR à un prix différent du coût d'achat afin de stimuler les ventes volontaires de GSR. Ainsi, le ROEÉ recommande à la Régie de reporter sa décision quant à la modification du calcul du prix du GSR au prochain dossier tarifaire.

12.1.4 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR SUR LA POSITION DE LA FCEI

[273] Énergir reconnaît que la proposition de la FCEI constitue une amélioration par rapport à la méthode actuelle d'établissement du tarif GSR. Toutefois, elle ne permet pas de corriger l'incohérence de la mécanique d'établissement du tarif GSR[160].

[274] Énergir soutient que sa proposition est celle qui doit être retenue pour établir le tarif GSR. L'objectif du tarif GSR n'est pas de récupérer l'entièreté des coûts prévus être encourus dans l'année tarifaire pour les achats de GSR, mais plutôt de refléter le coût moyen d'acquisition du GSR. De plus, certains achats de GSR effectués au cours d'une année tarifaire visent à répondre à des besoins futurs. Ces achats seront facturés à la clientèle au moment de leur vente.

[275] Ainsi, Énergir considère que sa proposition permet de corriger les principaux enjeux liés à la méthode actuelle, à savoir un tarif qui ne représente pas le coût d'acquisition moyen, l'incapacité à résorber les écarts de coût d'acquisition et l'absence d'alignement tarifaire avec le tarif pour le GNT.

---

159 Pièce C-ROEÉ-0024, p. 22.

160 Pièce B-0259, p. 3.

12.1.5 Opinion de la Régie

[276] Au moment de créer le tarif GSR, la Régie jugeait que le CFR Écart de prix GSR devait permettre de récupérer les manques à gagner ou les trop-perçus réalisés en raison de l'écart entre les coûts d'achats réels et les revenus de vente de la molécule de GSR. Or, comme le souligne Énergir, il y avait peu d'écart entre la demande volontaire et le seuil réglementaire qui était alors de 1 % des volumes totaux distribués. Pour l'année 2025-2026, la cible réglementaire représente dorénavant 5 % des volumes totaux distribués. La Régie est d'avis qu'un changement de contexte dont notamment le faible volume de vente volontaire de GSR, soit 0,6 % des volumes totaux distribués, justifie d'adapter l'approche de récupération des écarts de coûts d'acquisition.

[277] La Régie constate que, selon la méthode actuelle, le taux unitaire associé au solde du CFR – Écart de prix GSR est établi à partir des volumes de ventes volontaires projetées, alors que le solde lui-même se crée et se renverse en fonction des volumes d'achats effectués par Énergir. Ce décalage produit une récupération inadéquate du CFR - Écart de prix GSR. Autrement dit, l'utilisation des volumes de vente comme base de répartition pour disposer du solde de ce CFR introduit un déséquilibre dans le mécanisme de recouvrement.

[278] La Régie est d'avis que l'écart de prix cumulatif du GSR sert à réconcilier la prévision de coûts et les frais réels afin de refléter les coûts réels d'acquisition d'Énergir, conformément à l'article 52 de la Loi, qui se lisait ainsi avant l'entrée en vigueur, le 7 juin 2025, de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant certaines dispositions législatives* (loi 24)[161] :

> 52. Dans tout tarif de fourniture de gaz naturel, les taux et autres conditions applicables à un consommateur ou une catégorie de consommateurs doivent refléter le coût réel d'acquisition ou toute autre condition d'approvisionnement consentie à un distributeur par des producteurs de gaz naturel ou leurs représentants en considération de la consommation de ce consommateur ou de cette catégorie de consommateurs.

---

[161] LQ 2025, c. 24.

> Un tarif peut également refléter tout autre coût inhérent à l'acquisition du gaz naturel par un distributeur[162].

[279] À la suite de l'entrée en vigueur de la Loi 24, le même principe est maintenant prévu à l'article 52.5 de la Loi :

> 52.5. Outre les tarifs de distribution de gaz naturel, la Régie peut, à la demande d'un distributeur de gaz naturel, fixer des tarifs et des conditions de service que ce dernier peut exiger d'un consommateur pour :
>
> 1° la fourniture de gaz naturel, à l'exclusion du gaz naturel renouvelable;
>
> 2° la fourniture de gaz de source renouvelable;
>
> 3° la récupération du coût du transport de gaz naturel qu'il assume;
>
> 4° l'offre d'un service d'équilibrage;
>
> 5° la récupération d'autres coûts qu'il assume à titre d'émetteur visé à l'article 46.6 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) ou pour se conformer à une obligation de distribuer une quantité de gaz de source renouvelable déterminée en vertu du paragraphe 5° du premier alinéa de l'article 112.
>
> Les revenus requis pour assurer la prestation des services visés au premier alinéa sont établis par la Régie en tenant compte des coûts assumés par le distributeur et, dans le cas du paragraphe 3°, de la marge excédentaire de capacité de transport prévue au troisième alinéa de l'article 72.1. La Régie peut également tenir compte des revenus générés par la participation du distributeur à un marché d'échange d'instruments établi pour favoriser la réduction des émissions de gaz à effet de serre.
>
> Les tarifs fixés par la Régie doivent permettre de récupérer les revenus requis visés au deuxième alinéa. Toutefois, à la demande d'un distributeur, la Régie peut fixer

---

[162] RLRQ, c. R-6.01, art. 52.

> un tarif moindre pour le service visé au paragraphe 2° du premier alinéa. En outre, les tarifs visés aux paragraphes 2° à 5° de cet alinéa peuvent varier en fonction de catégories de consommateurs.

[280] Ainsi, la Régie juge que l'écart de prix cumulatif de la composante 2 doit correspondre à l'écart entre le coût réel d'acquisition de la molécule de GSR et le coût d'acquisition utilisé comme intrant pour déterminer le coût moyen projeté, inclus dans la composante 1 du tarif GSR autorisé par la Régie, ni plus, ni moins. Or, avec la méthode actuelle, le montant qui serait récupéré par Énergir serait supérieur à cet écart, soit une surfacturation estimée à 44,2 M$ en 2025-2026.

[281] **Pour ces motifs, la Régie approuve les modifications proposées dans les composantes de l'écart de prix cumulatifs GSR et du surcoût du GSR invendu dans le calcul du prix du GSR, pour une entrée en vigueur à compter du 1er octobre 2025.**

12.2 ÉTABLISSEMENT DES FRAIS DE SOCIALISATION DU GSR

[282] Lors du rapport annuel 2024, Énergir a annoncé une socialisation de 89,82 Mm^3 de GSR pour atteindre le seuil fixé par le Règlement GSR[163]. Les surcoûts associés à ce GSR invendu sous forme volontaire doivent être récupérés dans le deuxième exercice tarifaire suivant la socialisation, soit au présent dossier tarifaire.

[283] Dans sa décision D-2021-158, la Régie a approuvé la proposition relative à la tarification du surcoût pour les unités de GSR invendues en deçà du seuil prescrit au Règlement GSR. Pour l'année 2025-2026, les clients visés par le tarif pour les frais de socialisation du GSR sont ceux qui consomment un pourcentage de GSR inférieur au seuil de 5 % prescrit au Règlement GSR.

[284] Ainsi, pour l'année 2025-2026, Énergir établit le prix du Tarif pour les frais de socialisation du GSR à 0,960 ¢/m^3, calculé comme suit.

---

[163] Dossier R-4288-2024, pièce B-0166, p. 5.

TABLEAU 24[164]

PRIX DU TARIF POUR LES FRAIS DE SOCIALISATION DU GSR 2025-2026

(a)	Coût CFR-Surcoût GSR invendu - sous le seuil du 5 % (000$)	55 831
(b)	Volumes totaux de distribution (10^3m^3)	5 986 921
(c)	Volumes clients % GSR >= Règlement (10^3m^3)	173 661
(d)	Volumes surcoût GSR invendu (10^3m^3) (b - c)	5 813 260
(e)	**Tarif pour les frais de socialisation du GSR 2025-2026 (¢/m³) (a / d)**	**0,960**

12.3 TARIF DE DISTRIBUTION

[285] Bien que l'exercice de répartition tarifaire traditionnelle ne soit pas maintenu[165], Énergir présente tout de même, pour chacun des paliers tarifaires, les variations de revenus requises pour générer les revenus de distribution proposés pour l'année 2025-2026.

[286] Les variations de revenus au service de distribution totalisent - 16 032 k$ pour l'année 2025-2026, soit une baisse de 2,15 %. En excluant les variations de revenu découlant du service de gaz d'appoint concurrence, la variation tarifaire en distribution est établie à – 2,16 %[166].

[287] Dans la mesure où les travaux sur la Vision tarifaire[167] se poursuivent, Énergir propose de maintenir la même approche pour l'établissement des tarifs 2025-2026 en distribution que celle approuvée par la Régie dans sa décision D-2013-106[168]. Cette approche est décrite aux sections suivantes.

---

164 Tableau produit par la Régie à partir de la pièce B-0140, p. 6.

165 Pièce B-0140, p. 11.

166 Pièces B-0123 et B-0144 .

167 Pièce B-0140, p. 10 et 11, référant au dossier R-3867-2013 portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire.

168 Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision D-2013-106, p. 134.

12.3.1 TARIF GÉNÉRAL D_1

[288] Pour le tarif général D_1, Énergir précise que les deux conditions suivantes ont été respectées :

- Application d'une variation uniforme des revenus générés à l'ensemble des paliers du tarif D_1, équivalant à la variation globale du tarif D_1 déterminée dans la répartition tarifaire, soit – 2,16 % ;
- Maintien du ratio actuel entre les composantes fixe et variable du tarif de distribution D_1.

[289] Pour parvenir à une variation globale au tarif D_1 de – 2,16 %, les frais de base et les taux unitaires aux volumes retirés sont modifiés de façon à conserver le ratio fixe/variable obtenu à l'aide des tarifs actuels de 10,4 % / 89,6 %.

[290] Les frais de base proposés pour l'année 2025-2026[169] sont obtenus en diminuant uniformément les frais de base actuels de 2,16 %.

[291] Pour les grands clients au tarif général D_1 utilisant le gaz naturel comme énergie d'appoint, les taux des obligations minimales annuelles (OMA)[170] varient d'un pourcentage équivalent à celui de l'ajustement tarifaire, soit :

- - 2,15 % pour le service de distribution, passant de 791,430 ¢/m^3 à 774,414 ¢/m^3;
- - 5,81 %[171] en équilibrage (regroupant les services d'approvisionnement, soit transport et équilibrage), passant de 1 208,250 ¢/m^3 à 1 138,051 ¢/m^3.

---

169 Pièces B-0140, p. 12, tableau 4, et B-0145, p. 1, colonnes 3 et 15.

170 Pièces B-0140, p. 9 et 13, et B-0145, lignes 11 et 27, colonnes 4 et 16.

171 Pièce B-0123 (somme des colonnes 3 et 4, ligne 3, divisée par la somme des colonnes 3 et 4, ligne 2).

12.3.2 STRATÉGIE AUX TARIFS À DÉBIT STABLE D_3 ET D_4

[292] Le taux au volume retiré est maintenu à 0,350 ¢/m³ et la variation tarifaire de – 2,16 % est appliquée en totalité sur la grille de taux de l'obligation minimale quotidienne (OMQ). Le résultat de la répartition tarifaire présente des variations uniformes de – 2,16 % aux tarifs D_3 et D_4.

[293] Aux fins d'établir les tarifs D_3 et D_4, Énergir explique qu'elle doit également respecter des contraintes sur la minimisation des variations des ratios de décroissance d'une année à l'autre par palier tarifaire, comme présentés au tableau suivant.

TABLEAU 25[172]

RATIOS DE DÉCROISSANCE DES PALIERS

Palier tarifaire	Ratio de décroissance	Taux d'OMQ (en ¢/m³)	
		Actuels	Proposés
		12,599	12,318
Palier 3.3	80,6%	10,149	9,923
Palier 3.4	68,3%	6,934	6,777
Palier 3.5	83,0%	5,757	5,626
Palier 4.6	73,4%	4,225	4,127
Palier 4.7	78,3%	3,309	3,231
Palier 4.8	71,5%	2,366	2,310
Palier 4.9	80,9%	1,915	1,869
Palier 4.10	68,1%	1,305	1,273

[294] En considérant ces contraintes, Énergir présente au tableau suivant les variations des revenus découlant de la répartition tarifaire comparativement à la répartition proposée.

172 Pièces B-0140, p. 15 et B-0148.

TABLEAU 26[173]

VARIATIONS DES REVENUS PROPOSÉS – TARIFS D_3 ET D_4 (EN %)

Palier tarifaire	Répartition tarifaire	Répartition proposée	Écart
Palier 3.3	-2,16%	-2,17%	-0,01%
Palier 3.4	-2,16%	-2,17%	0,00%
Palier 3.5	-2,16%	-2,16%	0,00%
Total D_3	**-2,16%**	**-2,16%**	**0,00%**
Palier 4.6	-2,16%	-2,16%	0,00%
Palier 4.7	-2,16%	-2,16%	0,00%
Palier 4.8	-2,16%	-2,16%	0,00%
Palier 4.9	-2,16%	-2,13%	0,03%
Palier 4.10	-2,16%	-2,21%	-0,05%
Total D_4	**-2,16%**	**-2,17%**	**0,00%**
Total D_3 - D_4	-2,16%	-2,17%	0,00%

12.3.3 STRATÉGIE AU TARIF INTERRUPTIBLE D_5

[295] La répartition tarifaire présente une variation uniforme de -2,16 % des revenus au tarif D_5. Pour l'établissement de la grille de taux, une variation uniforme de -2,16 % est donc visée à tous les paliers du tarif D_5.

[296] En considérant les ratios de décroissance des paliers du tarif D_5, Énergir présente au tableau suivant les variations des revenus découlant de la répartition tarifaire comparativement à la répartition proposée.

173 Pièces B-0140, p. 14, et B-0146, p. 2, lignes 16 à 27, colonne 12.

TABLEAU 27[174]

VARIATIONS DES REVENUS PROPOSÉS – TARIFS D_5 (EN %)

Palier tarifaire	Répartition tarifaire	Répartition proposée	Écart
Palier 5.5	-2,16%	-2,15%	0,01%
Palier 5.6	-2,16%	-2,15%	0.02%
Palier 5.7	-2,16%	-2,14%	0,02%
Palier 5.8	-2,16%	-2,11%	0,05%
Palier 5.9	-2,16%	-2,08%	0,08%
Total D_5	-2,16%	-2,14%	0.02%

12.3.4 RÉSULTATS DE LA STRATÉGIE TARIFAIRE

[297] Les résultats des modifications proposées sur les grilles tarifaires sont présentés à la pièce B-0145 et leurs effets sur les revenus de distribution sont présentés à la pièce B-0146[175], en les comparant avec les revenus selon la décision D-2024-118.

[298] En réponse à une demande de renseignement, Énergir mentionne toutefois que la décision D-2025-060 sur la station de réception et d'injection de GSR porté à Saint-Flavien modifie les revenus de distribution pour l'année 2025-2026. Notamment, cette décision entraîne une hausse des revenus du service de réception de 0,8 M$, faisant passer ceux-ci de 4,4 M$ comme soumis originalement, à 5,1 M$. De plus, le volet Distribution a été modifié afin d'assurer la récupération complète des coûts d'opération prévus[176].

[299] De façon plus spécifique pour le service D_R, Énergir précise en cours d'audience que les revenus prévus pour l'année 2025-2026 ne sont pas établis selon la décision D-2024-118, contrairement à ce que laisse entrevoir le titre des tableaux. Le Distributeur convient qu'une note de bas de page pourrait être ajoutée à la pièce B-0146 pour clarifier le tout[177].

---

174 Pièce B-0140, p. 16.
175 Pièces B-0145 et B-0146, p. 2.
176 Pièce B-0181, p. 97.
177 Pièce A-0078, p. 24 et 25.

12.4 TARIF DE TRANSPORT

[300] Les coûts totaux de transport prévus par Énergir pour 2025-2026 s'élèvent à 136,8 M$. En considérant les revenus de transport du gaz d'appoint de 2,8 M$, les coûts de transport à récupérer à partir du tarif de transport s'élèvent à 134,0 M$[178].

[301] Pour l'année 2025-2026, Énergir établit le prix de transport à 2,311 ¢/m³ au 1er octobre 2025, et à 0,112 ¢/m³ pour les clients de la zone Nord fournissant leur service de transport.

12.5 TARIF D'ÉQUILIBRAGE

[302] Pour l'année 2025-2026, Énergir établit le coût total d'équilibrage, net de la Contribution GES, à 176,3 M$[179], soit un montant de 164,2 M$ pour les besoins saisonniers et 12,1 M$ en flexibilité opérationnelle. Le tableau suivant présente le prix moyen d'équilibrage par classe tarifaire.

178 Pièces B-0142 et B-0140, p. 6 et 7.
179 Pièces B-0143 et B-0122, p. 1.

TABLEAU 28[180]

PRIX D'ÉQUILIBRAGE 2025-2026

Prix avec plafond *(prix en ¢/m³ et taux moyen en ¢/m³/j)*	**D_1**	**D_3**	**D_4**	**D_5 volet A**	**D_5 volet B**	**GAC**	
Taux moyen « pointe »							2,150
Taux moyen « autres »							0,207
Prix moyen de l'équilibrage	6,290	0,992	1,066	-1,861	2,840	0,533	
Prix maximum							19,558

[303] Le Distributeur a révisé la méthode pour calculer le taux d'équilibrage moyen au tarif D_1, fondée sur les données de consommation mensuelle de chaque client, plutôt que sur une extrapolation des profils de consommation. Cette approche vise à mieux représenter le profil de consommation des clients au tarif D_1, et ce, dans l'intérêt de la clientèle.

[304] Questionnée par l'ACIG, Énergir explique que le but est d'améliorer la représentativité des données utilisées pour le calcul du taux moyen. Jusqu'à récemment, le tarif D_1 était le seul pour lequel une extrapolation était nécessaire, en raison de l'impossibilité d'extraire les paramètres A et P des petits clients. Mais grâce à la mise à jour d'un outil informatique, il est désormais possible d'extraire un rapport contenant les paramètres A et P pour tous les clients du tarif D_1. Cette amélioration permet de calculer le taux moyen de ce tarif à partir de données réelles, sans recourir à une extrapolation.

[305] Énergir indique que les prix d'équilibrage pour les clients en service de gaz d'appoint concurrence respectent les balises de la décision D-2011-182[181], avec un tarif compris entre 0 ¢/m³ et le tarif d'équilibrage applicable au palier D_4.

[306] En ce qui concerne les clients qui assument eux-mêmes leur service d'équilibrage, Énergir applique une tarification différenciée en fonction des écarts quotidiens et cumulatifs, tels que prévus à l'article 13.2.2.2 des CST. Le Distributeur présente les taux

---

180 Tableau établi à partir des pièces B-0140, p. 7 à 11, et B-0143.

181 Dossier R-3752-2011, décision D-2011-182, par. 139 à 142.

ajustés de 2025-2026 pour refléter les modifications aux tarifs de TransCanada PipeLines Limited (TCPL)[182].

12.6 TARIF DE RÉCEPTION

12.6.1 TARIF 2024-2025 POUR LA VILLE DE QUÉBEC

[307] Énergir demande à la Régie d'approuver, à compter du 1er juillet 2025 et pour le reste de l'année tarifaire 2024-2025, le tarif de réception (tarif D_R) de la Ville de Québec (la Ville) à la suite du remboursement complet du volet investissement du projet par le producteur. La composante du tarif de réception en lien avec le volet investissement est donc de 0,000 ¢/m³/jour.

[308] Questionné par la Régie, le Distributeur soumet avoir, au cours de l'année tarifaire 2023-2024, pris en compte la possibilité du remboursement de la ville de Québec au dossier R-4257-2024. Il réfère à cet égard à la pièce B-0089 du dossier R-4257-2024, où le taux proposé était de 0. Or, la contribution de la Ville n'ayant pas été reçue à temps, soit avant le 1er octobre 2024, Énergir avait alors présenté une modification au tarif D_R proposé et exposé le contexte de cette demande dans sa lettre du 19 septembre 2024, à la pièce B-0200 du dossier R-4257-2024[183].

[309] Quant à l'éventualité où le nouveau tarif de réception pour l'année 2024-2025 n'entrerait en vigueur qu'au 1er octobre 2025, telle qu'évoquée par la Régie, il mentionne qu'aucun mécanisme de traitement d'écart de coût ne serait requis. Il devrait simplement rembourser à la Ville de Québec une partie de la contribution reçue pour le volet investissement pour tenir compte du paiement du tarif D_R à la suite de la facturation des mois de juillet, août et septembre 2025[184].

---

182 Pièce B-0140, p. 10.

183 Pièce B-0213, p. 3, réponse à la question 1.1.1.

184 Pièce B-0213, p. 5, réponse à la question 1.4.

[310] En audience, la Régie évoque la possibilité de codifier aux CST une mécanique qui faciliterait le dépôt des demandes de fixation de tarifs dans le cas d'un remboursement d'un investissement. Énergir propose d'avoir cette discussion dans le cadre de la Phase 3[185].

12.6.2 TARIFS 2025-2026

[311] Énergir demande à la Régie d'approuver les taux proposés du tarif de réception pour l'année tarifaire 2025-2026 pour les 13 producteurs de GSR, dont 9 sont déjà en service.

[312] Les taux aux points de réception relatifs à la capacité maximale contractuelle (CMC) des producteurs pour 2025-2026 sont présentés au tableau suivant.

TABLEAU 29[186]

CMC ET TAUX UNITAIRES AUX POINTS DE RÉCEPTION 2025-2026

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	-	-	94,0	0,402
Coop Agri-Énergie Warwick	12,6	-	-	94,0	2,042
ADM Agri-Industries Company	18,0	34,2	0,519	94,0	1,427
CTBM	15,6	19,8	0,348	94,0	1,651
SÉMECS	49,5	-	-	94,0	0,520
WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	43,0	-	-	94,0	0,599
WAGA (Chicoutimi)	6,0	-	-	94,0	4,292
Ville de Québec	35,0	-	-	94,0	0,736
WAGA (Cowansville)	9,9	-	-	94,0	2,611

185 Pièce A-0082, p. 29 à 32.

186 Pièce B-0149.

[313] En ce qui a trait à la portion variable du tarif de réception, Énergir établit le taux unitaire applicable à 0,145 ¢/m^3 pour chaque m^3 de volume injecté en 2025-2026.

[314] En ce qui a trait aux volumes livrés hors territoire, le taux unitaire de 0,700 ¢/m^3 autorisé par la décision D-2011-108[187] demeure inchangé. À cet égard, le Distributeur ne prévoit livrer aucun volume hors des zones de consommation où il est produit à l'horizon du Plan d'approvisionnement[188].

12.6.3 SUIVIS DE DÉCISIONS

[315] En suivi de la décision D-2024-118[189], Énergir présente le détail du coût de service, ainsi que les coûts de catégorie A pour chaque producteur de GSR[190].

[316] Dans le cadre de la Phase 1 du présent dossier, la Régie rejetait la méthodologie de fonctionnalisation des frais additionnels de transport de Trans Québec & Maritimes (TQM) proposée par Énergir pour le site d'injection de GSR situé à Sainte-Sophie (le Projet Ste-Sophie) et lui demandait de déposer une nouvelle proposition[191].

[317] En réponse à la DDR n° 4 de la Régie, Énergir mentionne qu'elle proposera un concept différent de celui proposé en Phase 1, lequel est issu des discussions actuelles avec TCPL/TQM. Si les négociations aboutissent avec TCPL/TQM, Énergir pourra utiliser le réseau de TQM sans avoir à signer de contrat de transport, mais en acceptant de payer les coûts de branchement encourus par TCPL. Cette approche devra cependant être entérinée devant le *Tolls Task Force* ou la Régie de l'énergie du Canada[192]. Ainsi, ce ne seront plus les coûts de catégorie D qui seront modifiés, mais les coûts de catégorie A via les coûts de branchements qui seront intégrés dans les coûts de construction de la conduite (la portion non socialisable).

---

187 Dossier R-3732-2010, décision D-2011-108, par. 91.
188 Pièce B-0140, annexe 1, tableau 1.
189 Dossier R-4257-2024, décision D-2024-118, p. 34.
190 Pièce B-0149.
191 Décision D-2025-055, par. 129 et 131.
192 Pièce B-0181, p. 12, réponse à la question 5.3.

[318] En audience, Énergir indique que des discussions sont toujours en cours avec TQM et TCPL. Sans se prononcer sur le moment exact, elle soumet qu'il est possible que sa proposition soit déposée en Phase 3[193].

12.7 OPINION DE LA RÉGIE

12.7.1 PRIX DE FOURNITURE DE GSR

[319] **Considérant les conclusions de la Régie présentées à la section 12.1.5 de la présente décision, la Régie approuve le prix de fourniture du GSR de 94,884 ¢/m³ pour l'année tarifaire 2025-2026, tel que proposé par Énergir et présenté au tableau 22 de la présente décision.**

[320] Par ailleurs, la Régie note que [redacted] L'Avenant 1 du contrat d'achat-vente de GSR conclu entre Énergir et la Ville de Québec en mai 2019 a été autorisé par la Ville de Québec le 6 juin 2025[194].

[321] La Régie comprend des propos d'Énergir lors de l'audience que ses négociations relatives à l'Avenant 1 au contrat conclu avec la Ville étaient déjà en cours avant la mise en service, en février 2024, des actifs d'injections de la Ville[195].

[322] Ainsi, la Régie comprend qu'au 30 septembre 2024, lors de la fermeture des livres, [redacted]

[323] Dans ce contexte et par souci de transparence et de prévisibilité, la Régie demande à Énergir de l'informer, dans le cadre des rapports annuels, de toute situation similaire,

---

193 Pièce A-0073, p. 191.
194 Pièce B-0258, p. 4.
195 Pièce A-0073, p. 192.

soit de cas de négociations relatifs aux contrats d'approvisionnement en GSR en cours au moment du rapport annuel.

12.7.2 FRAIS DE SOCIALISATION DU GSR

[324] La Régie juge que les frais de socialisation du GSR sont établis en conformité avec la méthode approuvée au paragraphe 643 de la décision D-2021-158. **Ainsi, elle approuve les frais de socialisation du GSR établis à 0,960 ¢/m³ pour l'année tarifaire 2025-2026.**

[325] Toutefois, la Régie est préoccupée par l'augmentation de la cible réglementaire à l'horizon 2030, laquelle fera en sorte, selon toute probabilité, que les frais de socialisation seront de plus en plus élevés. La Régie s'interroge donc sur la pertinence d'attendre deux ans pour la récupération de ces derniers.

[326] En 2019, avant l'adoption du *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur*[196], tel qu'alors intitulé, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles avait réalisé une analyse d'impact réglementaire[197] de ce règlement.

[327] Cette analyse estimait qu'une injection supplémentaire d'un volume de 60 Mm³ de GSR, soit 1 % des volumes distribués d'Énergir en 2020, entraînerait un coût additionnel de 20,6 M$ par année pour les utilisateurs de gaz naturel, principalement des clients commerciaux, institutionnels et industriels. Il était prévu que ce surcoût soit absorbé de manière volontaire par ces clients.

[328] Cependant, l'analyse soulignait la difficulté d'évaluer les impacts de la réglementation à l'horizon 2025, alors qu'une proportion minimale de 5 % de GSR serait exigée. Cette incertitude était attribuée notamment à l'évolution du prix du gaz naturel, du coût des droits d'émission du SPEDE, ainsi qu'aux progrès technologiques dans la production de GSR.

---

196 Maintenant intitulé le *Règlement concernant le gaz de source renouvelable,* RLRQ, c. 6-01, r.4.3.

197 Dossier R-4008-2017, pièce A-0117, *Analyse d'impact réglementaire*.

[329] L'analyse précisait également que si le coût d'acquisition du GSR demeurait supérieur à celui du gaz naturel d'origine fossile, cette exigence pourrait nuire à la compétitivité des entreprises québécoises. Toutefois, une hausse des droits d'émission du SPEDE et du gaz naturel fossile contribuerait à réduire le surcoût d'achat du GSR, réduisant ainsi l'écart tarifaire entre les deux types de fournitures.

[330] Dans le cadre du présent dossier, la Régie constate que la hausse combinée des droits d'émission du SPEDE et du gaz naturel fossile ne suffit pas à combler l'écart de prix avec le GSR. Comme l'admet Énergir[198], le coût d'acquisition du GSR est un frein à l'acquisition volontaire du GSR.

[331] Le témoin de l'ACIG s'exprimait d'ailleurs ainsi lors de l'audience :

> […] je pense il faut retourner, la prémisse, ce n'est pas parce que l'industriel va avoir accès au GSR à socialiser qu'il n'achètera pas en achat volontaire, c'est plutôt qu'il ne l'achète pas en achat volontaire parce que le prix est trop élevé. Donc, l'achat volontaire ce n'est même pas une option en ce moment. Le prix... Si on regarde les études de marché, il y a aucune étude de demande pour le prix actuel. Si on regarde l'étude du SOM en deux mille dix-neuf (2019), le barème le plus élevé arrêtait à vingt dollars le gigajoule (20 $/GJ). Donc, en ce moment, on est en territoire inconnu au niveau de la demande chez la clientèle. Donc, si le prix du GSR redevient compétitif, là peut-être on devrait se reposer la question, mais pour le moment, la situation qu'on est, il n'est pas compétitif, malheureusement, c'est... Les industriels, quand ils voient le prix, même ceux qui consomment actuellement du GSR, quand ils ont vu le vingt-cinq dollars le gigajoule (25 $/GJ), ils pensent à réduire leur consommation. Parce que les industriels qui avaient les plus grands incitatifs à acheter du GSR, même à vingt-cinq dollars le gigajoule (25 $/GJ), c'est rendu hors de prix et la rentabilité n'est plus là[199].

[332] La Régie note que les ventes prévues aux clients du tarif GSR en 2025-2026 représentent environ 0,6 % des volumes totaux distribués[200]. En conséquence, Énergir doit transférer les coûts d'acquisition du GSR à l'ensemble de sa clientèle par le biais des

---

198 Pièces A-0071, p. 107, A-0082, p. 81 et B-0190, p. 16, réponse à la question 2.4.1.

199 Pièce A-0082, p. 146 et 147.

200 Pièce B-0160, p. 1, (ligne 24 / ligne 4)*5%.

frais de socialisation, lesquels représenteront 55,8 M $[201] en 2025-2026. À partir de l'année tarifaire 2026-2027, Énergir estime que ces frais de socialisation se chiffreront à 180,9 M $. Avec chaque augmentation des seuils à 5 %, 7 % et 10 % des volumes totaux distribués, si la consommation volontaire n'augmente pas, les frais de socialisation augmenteront pour une somme totale d'ici 2030 s'approchant du milliard de dollars.

[333] La Régie prend acte qu'Énergir déposera, dans un prochain dossier, une nouvelle stratégie tarifaire visant à tirer parti des modifications législatives apportées par la Loi 24. Cette démarche aurait pour objectif de diminuer l'écart de coût entre le tarif GSR et le tarif pour le gaz naturel d'origine fossile.

[334] Toutefois, la Régie constate que le tarif du GSR est actuellement près de cinq fois supérieur à celui du GNT, ce qui est loin d'être un incitatif pour les consommateurs volontaires. Elle estime donc qu'une part significative du surcoût lié au GSR devra inévitablement être assumée par l'ensemble de la clientèle d'Énergir. La Régie est d'avis que cette situation représente une contrainte importante pour la compétitivité des entreprises québécoises et pour le pouvoir d'achat des consommateurs.

[335] Cela dit, la Régie ne peut abroger, modifier ou suspendre les effets du cadre réglementaire affectant ainsi les consommateurs de gaz naturel : seul le gouvernement peut le faire.

[336] La Régie considère cependant qu'elle a non seulement le pouvoir, mais également le devoir d'examiner les moyens permettant de répartir équitablement les contraintes économiques aux consommateurs. **C'est pourquoi elle demande à Énergir de lui soumettre, en Phase 3 du présent dossier, une proposition visant à socialiser, sur une base prévisionnelle, les surcoûts associés au GSR invendu à la clientèle volontaire.**

---

[201] Pièce B-0122, p. 2.

12.7.3 STRATÉGIE TARIFAIRE D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS DE DISTRIBUTION

[337] La Régie note qu'Énergir prévoit déposer un dossier portant sur la vision tarifaire au courant de l'année 2026, dans le cadre duquel elle présentera une solution relative au service interruptible[202]. La Régie se prononcera dans la décision ultérieure sur le fond sur ses préoccupations à l'égard du tarif interruptible.

[338] **Elle approuve la stratégie tarifaire d'établissement des tarifs de distribution proposée pour l'année tarifaire 2025-2026.**

[339] **Considérant la mise à jour du revenu requis au service de distribution demandée à la section 7.7 de la présente décision, la Régie réserve sa décision sur l'approbation finale des taux en distribution**.

[340] **De façon plus spécifique pour les tableaux de la pièce B-0146, la Régie demande à Énergir d'ajouter une note de bas de page afin de préciser que les revenus prévus au service de réception D_R ne découlent pas de la décision rendue au dossier tarifaire précédent, contrairement aux revenus comparatifs des paliers D_1 à D_5**.

12.7.4 TARIFS DE TRANSPORT ET D'ÉQUILIBRAGE

[341] 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 2025-2026, tels que proposés.**

12.7.5 TARIFS DE RÉCEPTION

Tarif 2024-2025

[202] Pièce A-0078, p. 148.

[342] **Aux fins d'une application prospective des tarifs, la Régie fixe, à compter du 1er octobre 2025, le tarif de réception proposé pour le point de réception de la Ville de Québec.**

[343] La Régie comprend qu'il n'y a aucune perte pour la Ville de Québec, puisqu'Énergir pourra lui rembourser les montants du volet investissement que la Ville de Québec lui aura versés en trop, le cas échéant.

[344] Par ailleurs, aux fins de l'efficience réglementaire, la Régie juge important de mettre en place un cadre de fonctionnement qui permettrait d'éviter les demandes d'examen en urgence lors d'un remboursement anticipé d'un investissement par un producteur.

[345] **En conséquence, elle demande à Énergir de déposer, en Phase 3, une proposition de modifications de texte aux CST prévoyant ce qui suit :**

- **Pour le client : un préavis de 90 jours pour aviser Énergir qu'il souhaite prendre des actions, tel un remboursement, qui aurait une incidence sur son tarif de réception;**
- **Pour Énergir : un délai de 15 jours suivant le préavis pour déposer une demande à la Régie.**

Tarif 2025-2026

[346] La Régie juge que les taux du tarif de réception sont établis en conformité avec les décisions de la Régie. **La Régie approuve les taux du tarif de réception proposés pour l'année 2025-2026.**

[347] Concernant les informations déposées en suivi du paragraphe 112 de la décision D-2024-118, la Régie les juge conformes à ses ordonnances.

[348] Quant au suivi de la décision D-2025-055 portant sur la composante D du tarif D_R du Projet Sainte-Sophie, la Régie prend note qu'Énergir prévoit déposer sa proposition à cet égard dans le cadre de la Phase 3 du présent dossier.

13 MODIFICATIONS AU TEXTE DES CST

[349] Énergir demande à la Régie d'approuver les modifications proposées aux CST présentées à la pièce B-0250[203]. Elle y propose des modifications aux articles 1.2, 9.4.1, 10.2, 11.1.3.5.4, 11.2.3.3.1, 11.2.3.3.2, 11.4.1, 14.2.4.2.1, 14.3.5, 14.3.4.1 et 17.2.3 des CST.

[350] La Régie s'est prononcée, dans le cadre de sa décision D-2025-090, sur la modification proposée à l'article 11.4.1.

[351] Aussi, en suivi de la décision D-2025-078[204], Énergir dépose les versions française et anglaise des CST telles qu'elles devaient se lire au 1er avril, au 1er octobre et au 1er décembre 2024 pour examen de la Régie dans le cadre du présent dossier, afin que leur conformité aux diverses décisions de la Régie en vigueur à ces dates soit évaluée et que le résultat de cette évaluation puisse être pris en compte aux fins de la décision que la Régie rendra sur la demande d'approbation de modifications aux CST qu'Énergir présente au présent dossier.

[352] **Par souci de cohérence, la Régie reporte l'examen des modifications proposées par Énergir qui demeurent à la pièce B-0250, ainsi que l'examen des versions française et anglaise des CST en vigueur au 1er avril, au 1er octobre et au 1er décembre 2024 en suivi de la décision D-2025-078, en Phase 3.**

[353] La Régie juge toutefois opportun de se prononcer immédiatement sur le fond des modifications proposées aux articles 1.2 et 9.4.1 des CST à la pièce B-0250.

---

203 Pièce B-0250.

204 Dossier R-4253-2024, décision D-2025-078.

13.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

13.1.1 ARTICLE 1.2 - INFORMATION

[354] Énergir demande à la Régie d'approuver une modification à l'article 1.2 des CST afin qu'elle n'ait l'obligation d'informer ses clients à l'effet qu'ils peuvent obtenir une copie des CST sans frais :

> Le distributeur informe ses clients quant aux présentes conditions de service et à l'application des divers services et tarifs. De plus, lors de l'entrée en vigueur de nouvelles conditions de service ou de nouveaux tarifs, le distributeur en informe ses clients par écrit. Il les informe également de la disponibilité de différents tarifs, et de leur droit de bénéficier du tarif de distribution le plus avantageux~~.~~ et ~~d'obtenir, sans frais, une copie des Conditions de service et Tarif~~[205].

[355] En raison de la très faible demande des clients, elle indique avoir d'ailleurs cessé de produire des impressions systématiques. Elle confirme que les CST pourront être imprimées et transmises aux clients qui en feront la demande, et ce, sans frais.

[356] Énergir mentionne qu'aucun client n'a fait de demande de version papier des CST depuis 5 ans[206]. Par conséquent, il n'y a pas vraiment eu de frais économisés[207].

[357] Le Distributeur précise que les clients pourront toujours, comme ils le font maintenant, consulter en tout temps les CST en ligne, sur le site internet d'Énergir. À cet égard, les clients reçoivent, chaque année, un encart tarifaire expliquant les principales modifications tarifaires avec un lien vers le site internet[208].

---

205 Pièce B-0151, p. 4.
206 Pièce A-0082, p. 33.
207 Pièce B-0181, p. 7, réponse à la question 3.1
208 Pièce B-0181, p. 8, réponse à la question 3.2.

13.1.2 ARTICLE 9.4.1

[358] Énergir demande à la Régie d'approuver une modification à l'article 9.4.1 des CST afin de lui permettre d'acheminer de manière électronique les avis de recouvrement aux clients inscrits à la facture électronique, soit environ 70 % de ses clients[209]. Le Distributeur introduit sa demande en soulignant notamment la compromission de l'envoi des factures et des avis de recouvrement durant la grève de Postes Canada. Sa proposition[210], décrite ci-dessous, vise à renforcer l'efficacité des communications avec sa clientèle :

> Article 9.4.1 – Avis de recouvrement
>
> 1. Rappel
>
> Lorsqu'une facture demeure impayée après la date d'échéance, le distributeur envoie par écrit un rappel ~~à l'adresse de facturation~~ au client selon son mode de correspondance choisi ou procède à un rappel téléphonique.
>
> 2. Avis final
>
> En cas de non-paiement de la facture à la suite du rappel, le distributeur envoie un avis final écrit au client selon son mode de correspondance choisi, dans le cadre d'un envoi distinct, ~~à l'adresse de facturation~~ en utilisant un moyen d'envoi dont il pourra faire la preuve. Cet avis indique au client qu'à défaut de paiement, le service de gaz naturel peut être interrompu.
>
> […]

[359] En réponse à la DDR nº 4 de la Régie, Énergir précise qu'actuellement, en cas de non-paiement d'une facture, le client inscrit à la facture électronique reçoit un avis, par courriel distinct, qu'il a un document à lire dans son *Espace client*. Une fois que le client a lu son document, ce dernier demeure disponible sans changement de statut[211].

[360] Elle précise également qu'elle fait parvenir l'avis final de façon électronique et en format papier. Le fait d'abolir l'acheminement papier pour les clients inscrits à la facture électronique permettrait une économie de 40 000 $ annuellement, en frais d'impression,

---

209 Pièce B-0151, p. 3.

210 Pièce B-0151, p. 4.

211 Pièce B-0181, p. 9, réponse à la question 4.1.

de papier et de frais postaux en plus d'assurer le maintien du processus de recouvrement en cas de grève de Postes Canada[212].

[361] Le tableau suivant décrit le processus actuel de recouvrement du Distributeur.

TABLEAU 30[213]

PROCESSUS INTERNE DE RECOUVREMENT D'ÉNERGIR

Client résidentiel		Client commercial (été/hiver)	
Procédure d'été	**Procédure d'hiver**	**Solde dû < 2000 $**	**Solde dû > 2000 $**
Rappel amical	Rappel amical	Rappel amical	Rappel amical
Avis final	Avis final	Avis final	1 tentative de contact téléphonique
1 tentative de contact téléphonique	Tentatives de contact téléphonique	Perception	Avis final
Perception	Perception sans interruption possible		Perception

[362] Énergir soumet que, bien que l'économie en frais d'impression ne soit pas significative, elle s'accumule à chaque année. De plus, les clients inscrits à la facture électronique s'attendent à ne pas recevoir de papier. Selon elle, le document électronique est même plus précis aux fins d'assurer qu'il se rendra au client, étant donné qu'il y a une confirmation de remise dans la boîte courriel du client.

[363] En audience[214], Énergir mentionne qu'elle n'est pas en mesure de savoir s'il existe un autre service de messagerie que Postes Canada qui permettrait l'envoi des avis papier. Elle ajoute que la grève de cette dernière n'est pas la seule raison motivant sa proposition.

[364] Par ailleurs, Énergir indique qu'elle reçoit un message d'erreur lorsqu'un courriel envoyé à un client n'a pu être livré[215]. Pour le moment, ces notifications ne sont pas

---

212 Pièce B-0181, p. 10, réponse à la question 4.2.

213 Pièce B-0186, p. 36 et 37, réponse à la question 10.1.

214 Pièces A-0082, p. 34 à 36 et 93 et A-0089, p. 51 à 56 et B-0265.

215 Pièce B-0265.

traitées. Mais l'approche serait différente si jamais ces clients ne recevaient plus l'avis en format papier. Elle rappelle également les différentes étapes du processus de recouvrement qui sont prises avant d'interrompre le service de distribution chez le client[216].

[365] Elle rappelle également que, selon le deuxième alinéa de l'article 9.4.1 des CST, Énergir n'est pas responsable de faire la preuve de la lecture de l'avis, mais bien d'en faire la preuve d'envoi[217].

[366] Concernant la suggestion d'envoyer le rappel de façon électronique et l'avis final papier, le Distributeur soumet notamment que des vérifications sont requises pour connaître les ajustements pouvant être effectués sur leurs systèmes informatiques.

13.2 POSITION DES INTERVENANTS

[367] La FCEI s'oppose aux modifications des articles 1.2 et 9.4.1 des CST et demande à la Régie de maintenir la version actuelle de ces articles[218].

[368] À l'égard de l'article 1.2, l'intervenante comprend qu'à l'occasion Énergir puisse demander des modifications aux droits et obligations des clients. Cela procède de l'évolution normale de la réglementation. Elle ne s'explique toutefois pas pourquoi il serait justifié de priver les clients de l'information relative à ces droits peu importe ce que l'exercice de ces droits coûte.

[369] Quant à l'article 9.4.1, la FCEI s'inquiète des conséquences financières et opérationnelles pour la clientèle que pourrait avoir l'absence d'avis écrit. Les avantages des modes de communication électronique sont indéniables, mais ces moyens ne sont pas infaillibles. Considérant le coût modeste des envois papier comparativement aux conséquences pour les clients, la FCEI estime qu'il est mal avisé d'y mettre fin sans avoir

---

216 Pièce A-0087, p. 51 et suivantes.

217 Pièce B-0181, p. 10, réponse à la question 4.2.1.

218 Pièces C-FCEI-0027, p. 8 et 9, et C-FCEI-0034, p. 3 et 4.

la certitude que les envois électroniques puissent être reçus et lus par leurs destinataires avec le même niveau de fiabilité[219].

[370] Enfin, selon la FCEI, le fait que le courriel a été envoyé ne garantit pas nécessairement la lecture de ce courriel par le client.

[371] Pour sa part, bien qu'OC n'avait pas mentionné l'article 9.4.1 dans sa liste de sujets d'intervention, elle juge pertinent de donner son avis à cet égard[220]. Ainsi, elle recommande de refuser la demande de modification d'Énergir et, le cas échéant, de maintenir l'avis final en format papier.

[372] L'intervenante recommande également que le Distributeur revienne, en Phase 3, avec une modification bonifiée, qui pourrait faire suite à sa suggestion de codifier le processus d'avis de recouvrement.

13.3 OPINION DE LA RÉGIE

13.3.1 ARTICLE 1.2

[373] La Régie note que le Distributeur n'a reçu aucune demande de version papier des CST depuis 5 ans. Or, elle constate de la preuve qu'il y a 30 % des clients encore inscrits à la facturation papier. De plus, à l'instar de la FCEI, la Régie juge injustifié de priver les clients de l'information relative à leurs droits, peu importe ce qu'il en coûte pour que ceux-ci en soient informés.

[374] **En conséquence, la Régie rejette la modification proposée à l'article 1.2 des CST.**

---

219 Pièce C-FCEI-0027, p. 9.

220 Pièces A-0084, p. 152, C-OC-0020, p. 15, et C-OC-0021, p. 25.

13.3.2 ARTICLE 9.4.1

[375] À la suite des discussions sur ce sujet lors de l'audience, la Régie remarque qu'en ce moment, bien que les systèmes d'Énergir reçoivent des notifications lorsque les communications électroniques qu'elle essaie de transmettre à sa clientèle ne sont pas acheminées à cette dernière, ces notifications ne sont pas traitées. Un des motifs est que le système actuel d'appel à la clientèle et de lettre permet de s'assurer que l'information est transmise au client. La Régie comprend qu'il peut s'écouler un certain temps entre la réception d'une notification de non-remise par le service de facturation du Distributeur et l'appel par la gestion des comptes à recevoir. Elle retient que l'approche serait différente dans un contexte où ces clients ne recevraient plus l'avis en format papier. Mais elle souhaite connaître les nouvelles mesures envisagées avant de modifier les CST[221]. **En conséquence, la Régie rejette la modification à l'article 9.4.1.**

[376] La Régie note l'ouverture d'Énergir pour examiner les alternatives proposées lors de l'audience, mais que des vérifications informatiques sont requises. **Elle demande donc à Énergir de poursuivre sa réflexion à l'égard de l'avis de recouvrement et d'en déposer les résultats dans le cadre de la Phase 3 du présent dossier. Cette réflexion devra porter sur les éléments suivants :**

- **Traitement des notifications de non-réception d'un courriel et appel au client en amont du processus de recouvrement;**
- **Envoi du rappel au client selon son mode de correspondance choisi et envoi de l'avis final au client selon son mode de correspondance choisi ainsi qu'à l'adresse de facturation.**

14 MISE À JOUR DU TEXTE DES CST

[377] Aux fins de la décision au fond à venir, laquelle fixera notamment l'entrée en vigueur des Tarifs, la Régie demande à Énergir de déposer, **au plus tard 14 jours suivant**

---

221 Pièce A-0092, p. 86.

la présente décision, la mise à jour, en date de la présente, des versions française et anglaise des CST tenant compte des dispositions de la présente décision ainsi que de la modification à l'article 11.4.1 approuvée à la décision D-2025-090, laquelle est en vigueur depuis le 1er octobre 2025.

[378] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE l'année 2025-2026 du plan d'approvisionnement 2026-2029;

APPROUVE le scénario de base de la prévision de la demande;

AUTORISE que l'impact associé au contrat d'entreposage conclu à compter du 1er avril 2025 soit constaté dans le CFR de trop-perçu/manque à gagner du service d'équilibrage au rapport annuel 2025, ainsi que dans les tarifs de 2025-2026;

DEMANDE à Énergir de conserver le montant lié aux engagements pris avant le 1er mai 2025 et d'inclure le solde du CASEP non engagé dans le revenu requis de 2025-2026;

DEMANDE à Énergir de réduire de 50 % la Contribution GES prévue pour l'année 2025-2026 et d'ajuster notamment le revenu requis en conséquence;

APPROUVE un taux de FGE de 26,27 % pour l'année tarifaire 2025-2026;

APPROUVE PARTIELLEMENT les modifications à la méthode d'évaluation de la rentabilité des extensions de réseau présentées à la pièce B-0091;

AUTORISE l'amortissement du CFR lié au projet SuccessFactors HXM pour les périodes proposées à la pièce B-0195 à compter de l'année tarifaire 2025-2026;

AUTORISE l'amortissement du CFR lié aux coûts de la Composante 3 du projet d'investissement visant le raccordement d'un nouveau site d'injection de GSR et la

réhabilitation d'une conduite à Sainte-Sophie sur une période d'un an à compter de l'année tarifaire 2025-2026;

AUTORISE la création de nouvelles catégories d'actifs présentées à la pièce B-0197 et **APPROUVE** les taux d'amortissement afférents à celles-ci;

ÉTABLI la base de tarification aux fins d'établissement des tarifs à 2 929 826 000 $ et **DEMANDE** à Énergir de déposer, **au plus tard le 14 jours suivant la présente décision**, une mise à jour de l'information présentée aux pièces B-0103 et B-0104, afin d'y intégrer les effets de la décision D-2025-060;

AUTORISE pour l'année 2025-2026 les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs inférieurs au seuil de 4 M$, estimés à 212,3 M$, destinés à la distribution de gaz naturel pour lesquels une autorisation est requise en vertu de l'article 73 de la Loi et de son règlement d'application;

APPROUVE les additions à la base de tarification dont les projets d'investissements inférieurs à 4 M$;

AUTORISE la modification des taux d'amortissement des actifs de distribution, de stockage, de transmission qui seront en vigueur jusqu'à la prochaine étude des taux, tels que présentés à l'annexe B de la pièce B-0110;

RÉDUIT la prévision d'amortissement des immobilisations pour l'année 2025-2026 de 1,5 %, soit 2,4 M$;

RECONDUIT la structure de capital présumée actuelle d'Énergir constituée de 38,5 % d'avoir ordinaire, 7,5 % d'avoir privilégié et 54 % de dette pour les années tarifaires 2025-2026 et 2026-2027;

APPROUVE un coût en capital moyen de 6,06 % pour l'année tarifaire 2024-2025;

ÉTABLIT le coût en capital prospectif à 5,98 % 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'investissements;

ÉTABLIT le coût en capital prospectif après impôt à 5,42 % aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements 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;

AUTORISE des dépenses d'exploitation de 261 929 000 $;

APPROUVE l'établissement des coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL pour l'exercice financier 2025-2026;

APPROUVE le tarif pour les frais de socialisation de GSR proposés pour l'année tarifaire 2025-2026;

APPROUVE les modifications proposées dans les composantes de l'écart de prix cumulatif GSR et du surcoût du GSR invendu dans le calcul du prix du GSR, pour une entrée en vigueur **à compter du 1er octobre 2025**, comme proposé à la pièce B-0150;

APPROUVE un prix du GSR de 94,884 ¢/m³ pour l'année 2025-2026;

APPROUVE les prix de transport proposés pour l'année tarifaire 2025-2026;

APPROUVE les prix d'équilibrage proposés pour l'année tarifaire 2025-2026;

APPROUVE et **FIXE à compter du 1er octobre 2025**, le tarif de réception proposé pour la Ville de Québec;

APPROUVE les taux du tarif de réception proposés pour l'année tarifaire 2025-2026, y incluant Québec, **à partir du 1er octobre 2025**;

APPROUVE la stratégie tarifaire d'établissement des tarifs de distribution proposée pour l'année tarifaire 2025-2026;

RÉSERVE sa décision quant à l'approbation finale des taux en distribution, considérant les ajustements à apporter au revenu requis;

DEMANDE à Énergir de déposer, **au plus tard 14 jours suivant la présente décision**, la mise à jour des informations relatives à l'établissement des tarifs finaux de l'année tarifaire 2025-2026, en tenant compte des modifications découlant de la présente décision;

DEMANDE à Énergir, **au plus tard 14 jours suivant la présente décision**, de mettre à jour le texte des CST, conformément à la demande formulée à la section 14 de la présente décision;

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

Lise Duquette
Régisseur

Esther Falardeau
Régisseur

Sylvie Durand
Régisseur