

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2022-123

R-4177-2021

4 novembre 2022

Phase 2

PRÉSENTS :

Simon Turmel

Louise Rozon

Pierre Dupont

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 1^{er} octobre 2022

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.

représentée par M^{es} Vincent Locas et Hugo Sigouin-Plasse.

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)

représentée par M^e Hélène Sicard;

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

représentée par M^{es} Paule Hamelin et Nicolas Dubé;

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

représenté par M^e Steve Cadrin;

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

représentée par M^{es} André Turmel et France Rochon;

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

représenté par M^e Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC)

représentée par M^e Éric McDevitt David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)

représenté par M^{es} Franklin S. Gertler et Camille Cloutier;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)

représenté par M^e Dominique Neuman.

TABLE DES MATIÈRES

1. **1. INTRODUCTION 9**
2. **2. CONCLUSIONS PRINCIPALES 11**
3. **3. MODIFICATIONS AUX PIÈCES DES DOSSIERS TARIFAIRES ET DES RAPPORTS ANNUELS 12**
4. **3.1 MODIFICATIONS POUR LE DOSSIER TARIFAIRE 12**
5. **3.2 MODIFICATIONS POUR LE RAPPORT ANNUEL 15**
6. **4. PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER 18**
7. **4.1 PRÉVISION DES LIVRAISONS GLOBALES 19**
8. **4.2 CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 24**
9. **4.3 PRÉVISION D'APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE 27**
10. **4.4 CONTRAT D'ENTREPOSAGE ENTRÉ EN VIGUEUR LE 1ER AVRIL 2022 31**
11. **4.5 REMPLACEMENT DES CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE À DAWN AU 1ER AVRIL 2023 32**
12. **4.6 CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS D'ENTREPOSAGE AVEC INTRAGAZ À COMPTER DU 1ER MAI 2023 35**
13. **4.7 INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE 37**
14. **4.8 INCITATIF À LA PERFORMANCE SUR LES TRANSACTIONS D'OPTIMISATION DES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT 39**
15. **5. UTILISATION DE L'USINE LSR PAR L'ACTIVITÉ NON RÈGLEMENTÉE 40**
16. **5.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR 40**
17. **5.2 OPINION DE LA RÉGIE 41**
18. **6. SUIVI DE DÉCISIONS PORTANT SUR LES PÉRIODES D'AMORTISSEMENT DE CFR, SUR LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES ET SUR LE PLAN TRIENNAL DES RÈGLES D'OR EN SANTÉ ET SÉCURITÉ 41**
19. **6.1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-140 PORTANT SUR LES CFR-ÉCARTS DE PRÉVISION LIÉS AUX AVANTAGES SOCIAUX FUTURS 42**
20. **6.2 SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-155 PORTANT SUR LE CFR LIÉ À L'ÉVALUATION DE L'INTERCHANGEABILITÉ DE L'HYDROGÈNE DANS LE RÉSEAU GAZIER 43**

21.	6.3	SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-075 PORTANT SUR LE CFR LIÉ AU PROJET DE MODERNISATION PRE ET DE MIGRATION VERS LA SOLUTION SAP S/4HANA	44
22.	6.4	SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-109 PORTANT SUR LE CFR RELATIF AUX PRIMES FIXES DE L'ENTREPOSAGE À DAWN ET DES OUTILS DE TRANSPORT FONCTIONNALISÉS À L'ÉQUILIBRAGE	46
23.	6.5	SUIVI DE DÉCISIONS PORTANT SUR LE PLAN TRIENNAL D'IMPLANTATION DES RÈGLES D'OR EN SANTÉ ET SÉCURITÉ	47
24.	6.6	SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-140 PORTANT SUR LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES	47
25.	7.	PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES	49
26.	7.1	PRINCIPES ET MÉTHODES D'ÉVALUATION SUIVIS DANS L'ÉTABLISSEMENT DU COÛT DE SERVICE	49
27.	7.2	CRÉATION D'UN CFR LIÉ AUX TROP-PERÇUS ET MANQUE À GAGNER DÉCOULANT DU DÉCOUPLAGE DES REVENUS	51
28.	7.3	DEMANDE D'ABOLITION DE CFR	52
29.	7.4	APPLICATION DE LA DÉCISION D-2021-11153	
30.	8.	REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE	55
31.	8.1	RÉDUCTION DES COÛTS DE FOURNITURE À LA FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE	55
32.	8.2	REVENU REQUIS	56
33.	8.3	AJUSTEMENT TARIFAIRE	58
34.	8.4	POSITION DES INTERVENANTS	61
35.	8.5	OPINION DE LA RÉGIE	61
36.	9.	DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION	61
37.	9.1	APPLICATION DE LA FORMULE PARAMÉTRIQUE	62
38.	9.2	COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS	63
39.	9.3	OPINION DE LA RÉGIE	63
40.	10.	SUIVI DE LA DÉCISION D-2018-080 PORTANT SUR LE TAUX D'EFFRITEMENT DES VENTES	64
41.	10.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	64
42.	10.2	POSITION DES INTERVENANTS	65
43.	10.3	COMMENTAIRES D'ÉNERGIR	66
44.	10.4	OPINION DE LA RÉGIE	67

45.	11.	DÉVELOPPEMENT DES VENTES	68
46.	11.1	SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-140 PORTANT SUR LE PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE POUR LE MAZOUT ET LA BIÉNERGIE	68
47.	11.2	PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES VENTES 2022-2023	69
48.	11.3	TAUX DE FRAIS GÉNÉRAUX ENTREPRENEURS	69
49.	11.4	OPINION DE LA RÉGIE	70
50.	12.	PLAN PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS	71
51.	12.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	71
52.	12.2	OPINION DE LA RÉGIE	73
53.	13.	PROJETS D'ACQUISITION OU DE CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS DONT LE COÛT INDIVIDUEL EST INFÉRIEUR AU SEUIL RÉGLEMENTAIRE	74
54.	13.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	74
55.	13.2	OPINION DE LA RÉGIE	75
56.	14.	BASE DE TARIFICATION	75
57.	14.1	ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION	75
58.	14.2	ÉTABLISSEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION	77
59.	14.3	OPINION DE LA RÉGIE	78
60.	15.	STRATÉGIE FINANCIÈRE	79
61.	15.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	79
62.	15.2	POSITION DES INTERVENANTS	80
63.	15.3	OPINION DE LA RÉGIE	80
64.	16.	PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	81
65.	16.1	BUDGET DU PGEÉ	81
66.	16.2	PROGRAMME INNOVATION EFFICACE	82
67.	16.3	SOUS-VOLET ÉTUDES DE FAISABILITÉ VGE	87
68.	16.4	COUVERTURE DES SURCOÛTS PAR LES AIDES FINANCIÈRES ET MISE À NIVEAU DU PGEÉ	89
69.	16.5	SUIVI DE LA DÉCISION D-2022-081 PORTANT SUR LE PARTAGE DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE RELATIVES AU PGEÉ	90
70.	17.	COMPTES D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP) ET AU SOUTIEN SOCIAL (CASS)	93
71.	17.1	LE CASEP	93
72.	17.2	LE CASS	95

73.	17.3	BUDGET ANNUEL ET TRAITEMENT COMPTABLE DU CFR CASS	
		97	
74.	18.	STRATÉGIE D'ACHATS DES DROITS D'ÉMISSION DE GES POUR LA PÉRIODE DE CONFORMITÉ 2024-2026	99
75.	18.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	99
76.	18.2	OPINION DE LA RÉGIE	100
77.	19.	INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE ET CONDITIONS D'ACCÈS AU TROP-PERÇU	100
78.	19.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	100
79.	19.2	POSITION DES INTERVENANTS	101
80.	19.3	OPINION DE LA RÉGIE	102
81.	20.	ÉTUDE D'ALLOCATION DU COÛT DE SERVICE	102
82.	20.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	102
83.	20.2	SUIVI DE LA BASE DE DONNÉES COMPTABLES	106
84.	20.3	OPINION DE LA RÉGIE	106
85.	21.	FONCTIONNALISATION DES COÛTS	107
86.	21.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	107
87.	21.2	POSITION DES INTERVENANTS	109
88.	21.3	OPINION DE LA RÉGIE	110
89.	22.	TARIF DE RÉCEPTION 2021-2022 POUR CTBM	111
90.	22.1	PROPOSITION D'ÉNERGIR	111
91.	22.2	OPINION DE LA RÉGIE	113
92.	23.	STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES 2022-2023	114
93.	23.1	TARIFS PROVISOIRES À COMPTER DU 1ER OCTOBRE 2022	114
94.	23.2	ÉTABLISSEMENT DES PRIX DE FOURNITURE DU GNR ET DU VERDISSEMENT DU RÉSEAU GAZIER	114
95.	23.3	TARIFS DE DISTRIBUTION	115
96.	23.4	TARIF DE TRANSPORT	117
97.	23.5	TARIF D'ÉQUILIBRAGE	117
98.	23.6	TARIF DE RÉCEPTION	122
99.	23.7	OPINION DE LA RÉGIE	123
100.	24.	MODIFICATIONS AU TARIF DE RÉCEPTION	124
101.	24.1	TRAITEMENT DES COÛTS D'INVESTISSEMENT RÉALISÉS APRÈS LA MISE EN SERVICE DES INSTALLATIONS D'UN PRODUCTEUR	124

102.24.2	MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TAUX – VOLET DISTRIBUTION	
133		
103.25.	MODIFICATIONS AU TEXTE DES CST	136
104.25.1	ARTICLE 15.5.2.1.2 – TAUX UNITAIRE AU VOLUME INJECTÉ	136
105.25.2	ARTICLE 11.1.3.5 ET SUIVI E8 DE LA DÉCISION D-2021-158	137
106.25.3	ARTICLE 15.4.2.6 – RETRAITS INTERDITS LORS D'INTERRUPTION	
139		
107.26.	DEMANDE D'ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL	
144		
108.26.1	DEMANDE D'ÉNERGIR	144
109.26.2	OPINION DE LA RÉGIE	147
110.	DISPOSITIF :	148
111.	LISTE DES ACRONYMES	151

112. INTRODUCTION

[1] Le 26 novembre 2021, Énergir, s.e.c, (Énergir) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31, 32, 34, 48, 49, 52, 72, 73 et 74 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi)¹, une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification de ses *Conditions de service et Tarif* (CST) à compter du 1^{er} octobre 2022.

[2] Le 13 décembre 2021, la Régie rend la décision procédurale D-2021-163² autorisant l'examen de la demande en deux phases et reconnaît d'emblée au présent dossier les intervenants reconnus aux dossiers R-4076-2018 et R-4151-2021.

[3] Le 21 janvier 2022, Énergir dépose une demande amendée.

[4] Les 3 mars et 4 avril 2022, la Régie rend ses décisions D-2022-025 et D-2022-045³ portant sur la phase 1, incluant les demandes de paiement de frais des intervenants.

[5] Les 13 mai et 1^{er} juin 2022, Énergir dépose une première et une deuxième demande réamendée.

[6] Le 8 juin 2022, la Régie rend sa décision procédurale D-2022-074⁴.

[7] Le 20 juin 2022, la Régie rend sa décision D-2022-081⁵ portant sur la marge de dépassement maximale du budget autorisé des aides financières pour les volets et sous-volets du marché « Ventes grandes entreprises » (VGE) pour l'année 2021-2022 et les taux révisés du tarif de réception d'ADM Agri-Industries Company pour l'année 2021-2022.

[8] Le 6 juillet 2022, Énergir dépose une troisième demande réamendée.

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² Décision [D-2021-163.](#)

³ Décisions [D-2022-025](#) et [D-2022-045.](#)

⁴ Décision [D-2022-074.](#)

⁵ Décision [D-2022-081.](#)

[9] Les 19 et 22 juillet 2022, l'ACEFQ, l'AHQ-ARQ, la FCEI, OC, le ROEÉ et SÉ-AQLPA déposent leur mémoire, l'ACIG dépose ses conclusions et met fin à son intervention et le GRAME dépose ses commentaires⁶.

[10] Les 17 et 23 août 2022, Énergir dépose une quatrième et une cinquième demande réamendée. Cette dernière est accompagnée d'une mise à jour des pièces portant sur le coût en capital prospectif et des taux d'inflation applicables à la formule paramétrique des dépenses d'exploitation.

[11] Le 24 août 2022, Énergir dépose une mise à jour des modifications proposées aux CST afin d'ajouter une modification à l'article 15.4.2.6 portant sur les retraits interdits.

[12] Le 26 août 2022, Énergir dépose une sixième demande réamendée ainsi que la pièce au soutien de sa demande d'approbation du tarif de réception du Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie (CTBM) pour le reste de l'année tarifaire 2021-2022. Elle dépose également une version révisée des CST.

[13] Les 1^{er} et 2 septembre 2022, l'ACIG dépose ses commentaires sur la demande d'Énergir visant la modification de l'article 15.4.2.6 des CST et la Régie autorise sa ré-intervention⁷.

[14] Le 6 septembre 2022, Énergir dépose une septième demande réamendée et quelques pièces révisées.

[15] Du 7 au 12 septembre 2022, la Régie tient une audience.

[16] Au terme de l'audience, la Régie rend deux décisions, séance tenante, relatives aux sections 22.2 et 23.1, portant sur les tarifs finaux de CTBM pour 2021-2022 et l'application provisoire des tarifs 2022-2023.

[17] Le 26 octobre 2022, Énergir dépose une preuve relative à l'entente particulière conclue avec un client VGE du service continu (l'Entente), comme mentionné lors de

⁶ Pièces [C-ACEFQ-0026](#), [C-AHQ-ARQ-0026](#), [C-FCEI-0023](#), [C-OC-0012](#), [C-ROEÉ-0015](#), [C-SÉ-AQLPA-0028](#), [C-ACIG-0027](#), [C-GRAME-0030](#).

⁷ Pièces [C-ACIG-0031](#) et [A-0059](#).

l'audience, afin qu'il réduise sa consommation en journée de fine pointe pour l'hiver 2022-2023 ainsi qu'une huitième demande réamendée (la Demande)⁸.

[18] Le 26 octobre 2022, la Régie rend sa décision D-2022-119⁹ dans le dossier R-4156-2021 Phase 2 relative à la fixation de taux de rendement et de structures de capital notamment d'Énergir.

[19] Les 28 octobre et 1^{er} novembre 2022, la Régie informe les participants qu'elle examinera l'Entente par voie de consultation et fixe les échéances pour le dépôt des commentaires¹⁰.

[20] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les autres conclusions recherchées dans la Demande, à l'exception de celles portant sur l'outil de maintien de la fiabilité sous forme de gaz naturel liquéfié, sur les mesures de mitigation liées à la limite du liquéfacteur 1, sur le suivi de la décision D-2018-158 portant sur le balisage des salaires et avantages sociaux et sur l'Entente. Pour ces sujets d'examen, la Régie se prononcera au moment de la décision finale sur les tarifs.

113. CONCLUSIONS PRINCIPALES

[21] Selon la décision D-2022-119 rendue dans le dossier R-4156-2021, la Régie estime le coût moyen pondéré du capital à 5,98 %. Il s'agit d'une diminution de 59 points de base comparativement au taux de 6,57 % utilisé pour établir les tarifs 2022-2023 appliqués de façon provisoire depuis le 1^{er} octobre 2022.

[22] Considérant ce coût moyen pondéré du capital et en tenant compte de la mise à jour des dépenses d'exploitation à la suite de la révision des taux d'inflation applicables à la formule paramétrique, la Régie estime la baisse du revenu global à 14,6 M\$, comparativement à la Demande. L'ajustement tarifaire estimé pour 2022-2023 est réduit de 7,83 % à 6,37 % au global et de 8,54 % à 6,52 % pour le service de distribution. L'ajustement tarifaire des services

⁸ Pièce [B-0249](#).

⁹ Dossier R-4156-2021 Phase 2, décision [D-2022-119](#).

¹⁰ Pièces [A-0070](#) et [A-0071](#).

de transport et d'équilibrage est estimé respectivement à 6,40 % et 5,51 %, en tenant compte de la mise à jour de la fonctionnalisation de la Contribution GES (gaz à effet de serre).

[23] La Régie se prononce favorablement sur les autres conclusions de la Demande présentées dans la présente décision, sous réserves de certaines dispositions spécifiques.

114. MODIFICATIONS AUX PIÈCES DES DOSSIERS TARIFAIRES ET DES RAPPORTS ANNUELS

[24] Dans un souci d'allègement et d'optimisation, Énergir propose des modifications à certaines pièces déposées dans le cadre des dossiers tarifaires et des rapports annuels. Ces modifications sont présentées dans la pièce B-0063¹¹ et aux sections suivantes.

114.1 MODIFICATIONS POUR LE DOSSIER TARIFAIRE

114.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[25] Pour les pièces du dossier tarifaire, les modifications proposées par Énergir qui n'ont pas fait l'objet d'une opposition de la part des intervenants sont présentées au tableau suivant :

TABLEAU 1
MODIFICATIONS AUX PIÈCES DU DOSSIER TARIFAIRE SANS OPPOSITION

Proposition	Motif
Abolir la pièce B-0091 présentant l'échéancier des dette obligataires.	Le détail des dates d'émission et d'échéance est fourni à la pièce B-0090 .

¹¹ Pièce [B-0063](#).

Conserver uniquement la p. 1 de la pièce B-0104 portant sur l'évolution des dépenses d'exploitation de l'année témoin.	Les autres pages de la pièce B-0104 portent sur les données historiques. Énergir propose de transférer les données de la page 2 dans le cadre du rapport annuel considérant qu'une pièce de ce dossier regroupe toutes les données historiques. Elle propose également de cesser la présentation graphique des pages 3 et 4 de ces données.
Abolir la pièce B-0111 portant sur l'évolution du coût de service.	Énergir propose de transférer les données historiques dans le cadre du rapport annuel considérant qu'une pièce de ce dossier regroupe toutes les données historiques.
Déposer l'étude d'allocation des coûts à une fréquence biannuelle (pièce B-0130).	Le personnel a dû déployer des efforts importants pour produire la mise à jour de l'étude au présent dossier. Les dossiers R-4008-2017, R-3867-2013 ainsi que d'autres dossiers et projets continueront d'occuper grandement le personnel sollicité par l'étude.

[26] Les modifications proposées par Énergir ayant fait l'objet d'un débat sont présentées au tableau suivant :

TABLEAU 2

MODIFICATIONS AUX PIÈCES DU DOSSIER TARIFAIRE AYANT FAIT L'OBJET D'UN DÉBAT

Proposition	Motif
Déposer aux cinq ans, conjointement avec l'étude quinquennale sur les taux d'amortissement, la pièce B-0105 portant sur la dépense d'amortissement prévisionnelle et la pièce B-0106 portant sur l'amortissement cumulé.	<p>Les taux d'amortissement font l'objet d'une étude quinquennale et sont sujets à approbation par la Régie. Entre deux études quinquennales, aucune modification n'est apportée aux taux d'amortissement approuvés, si ce n'est l'ajout de taux d'amortissement intérimaires ayant fait l'objet de la décision D-2020-145. De plus, la dépense d'amortissement des immobilisations est ventilée entre les services aux fins de l'établissement du revenu requis.</p> <p>Entre les dépôts quinquennaux, une revue de la raisonnable de la dépense au regard de celles des années antérieures devrait procurer une assurance suffisante aux intervenants et à la Régie. De plus, pour la pièce B-0106, un sommaire de la conciliation de l'amortissement cumulé des immobilisations et contributions pour l'année témoin est aussi fourni à la page 2 de la pièce B-0084.</p>

Ne plus présenter la carte des zones de consommation (dossier R-4151-2021, pièce B-0083).	Les tableaux de l'annexe 1 présentent déjà l'information d'injection par zone de consommation (pièce B-0120). De plus, la production de la carte entraîne des coûts ainsi qu'une charge de travail significative.
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

114.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

[27] Selon la FCEI et OC, la pièce B-0105 revêt une importance car elle permet à tous de disposer d'une perspective claire sur la nature de la composition de la base de tarification et sur les principaux déterminants de la dépense d'amortissement. Sans cette pièce, la FCEI soumet que la Régie n'aurait aucun moyen de valider la prévision de la dépense d'amortissement qui représente une part significative du revenu requis de distribution.

[28] OC demande le maintien de la pièce B-0106 considérant que les informations présentées servent d'intrant au calcul du rendement sur la base de tarification. L'intervenante souligne l'importance de maintenir la pérennité des informations. Cela permet de comprendre l'origine des données, en plus de permettre à de nouveaux intervenants ou analystes de s'appropriier les différents concepts dans les dossiers tarifaires.

[29] Pour divers motifs, le GRAME, la FCEI et OC demandent le maintien de la carte des zones de consommation. Toutefois, la FCEI propose que la mise à jour ne soit pas annuelle.

114.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[30] Pour les motifs invoqués par Énergir et ceux exposés ci-après, la Régie approuve les modifications proposées pour les pièces du dossier tarifaire, sauf pour la carte des zones de consommation, qui devra être déposée aux cinq ans.

[31] La Régie est d'avis que pour connaître les immobilisations incluses à la base de tarification ainsi que la ventilation détaillée, il suffira de consulter les pièces qui seront

déposées aux cinq ans conjointement avec l'étude des taux d'amortissement¹². Pour en connaître davantage, il est utile de consulter les dossiers portant sur des projets d'investissement, terminés ou en cours d'examen, incluant la demande d'autorisation des projets d'investissement inférieurs à 4 M\$ présentée dans chaque dossier tarifaire.

[32] Par ailleurs, la Régie souligne qu'il est également utile de connaître les principes et méthodes d'évaluation utilisés aux fins d'établir la base de tarification, lesquels sont présentés au présent dossier dans la pièce B-0074.

[33] En ce qui a trait à la dépense d'amortissement prévue, la Régie considère que l'analyse des données historiques s'avère davantage utile aux fins de la validation que le détail par catégorie d'immobilisations. À cette fin, la Régie rappelle que l'audit des états financiers donne une assurance selon laquelle les données financières sont fiables¹³.

114.2 MODIFICATIONS POUR LE RAPPORT ANNUEL

114.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[34] Pour les pièces du rapport annuel, les modifications proposées par Énergir sont présentées au tableau suivant :

¹² Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 80, section 12.3.

¹³ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 16, par. 54.

TABLEAU 3
MODIFICATIONS AUX PIÈCES DU RAPPORT ANNUEL

Proposition	Motif
Abolir l'annexe A de la pièce B-0158 portant sur le détail des frais généraux imputés aux immobilisations (FGC) pour plus d'une quarantaine de secteurs de l'entreprise.	<p>L'analyse comparative des FGC projetés et réels en fonction de leur répartition entre les projets hors base et ceux intégrés à la base de tarification est présentée dans la pièce B-0160. Considérant cette nouvelle pièce ainsi que la charge de travail requise pour colliger l'information détaillée présentée à l'annexe A, Énergir demande l'autorisation de ne plus la présenter.</p> <p>De plus, depuis la décision D-2019-124, Énergir dépose une attestation que les conventions, méthodes et pratiques comptables utilisées lors de l'établissement du rapport annuel sont conformes à celles autorisées au dossier tarifaire.</p>
Abolir les pièces B-0101 et B-0102 portant sur les prix et taux exigés au cours de l'année.	Le dépôt de ces deux pièces n'est pas nécessaire étant donné que les versions des CST sont déjà acheminées à la Régie en cours d'année et rendues disponibles sur les sites web d'Énergir et de la Régie au fur à mesure de leur approbation.
Déposer aux cinq ans, conjointement avec l'étude quinquennale, la pièce B-0039 portant sur les mouvements apportés en cours d'exercice sur la valeur historique et l'amortissement cumulé.	<p>Les mouvements totaux mensuels sur la valeur historique et l'amortissement cumulé sont présentés dans la pièce B-0035 portant sur la base de tarification. Les taux d'amortissement font l'objet d'une étude quinquennale et sont sujets à approbation par la Régie.</p> <p>Entre deux études quinquennales, aucune modification n'est apportée aux taux d'amortissement approuvés, si ce n'est l'ajout de taux d'amortissement intérimaires ayant fait l'objet de la décision D-2020-145.</p>
Mettre fin aux quatre rapports détaillés des annexes 3 à 6 de la pièce B-0095 (p. 33 à 321).	<p>Les annexes 3 à 6 portent sur les sommes engagées et déboursées des programmes commerciaux (PRC et PRRC) présentés en suivi des décisions D-2017-073 (par. 102) et D-2018-096 (par. 112).</p> <p>Ces rapports font rarement l'objet de demandes de renseignements. À noter que la présentation des cas types (p. 322, annexe 7) est maintenue de même que l'échantillon aléatoire (p. 8, section 3.4).</p>

114.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[35] La FCEI demande le maintien de la pièce portant sur les mouvements apportés en cours d'exercice sur la valeur historique et l'amortissement cumulé pour les mêmes motifs que ceux énoncés à l'égard de la pièce B-0105 du dossier tarifaire.

[36] Le GRAME est préoccupé par la possibilité de perdre les données permettant d'assurer une comparaison des aides financières des PRC, PRRC et des programmes du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ). Il demande le maintien du dépôt des annexes 3 à 6 portant sur les sommes engagées et déboursées des programmes commerciaux et rappelle qu'avant le dossier R-4043-2018, la complémentarité des programmes commerciaux et du PGEÉ ont fait l'objet de recommandations dans ses mémoires. De plus, le GRAME indique que ces informations devraient faire l'objet de demandes de renseignements (DDR) au prochain dossier tarifaire, considérant que les programmes et les mesures en efficacité énergétique seront soumis à la Régie pour approbation.

114.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[37] Pour les motifs invoqués par Énergir et celui exposé ci-après, la Régie approuve les modifications proposées pour les pièces du rapport annuel.

[38] En ce qui a trait aux programmes commerciaux, la Régie rappelle que dans sa décision D-2021-082¹⁴, elle ne partageait pas les préoccupations du GRAME en matière de complémentarité avec les programmes du PGEÉ. Elle réitère sa conclusion selon laquelle l'examen de la complémentarité avec les programmes du PGEÉ est davantage pertinent lors d'une évaluation ponctuelle des offres commerciales d'Énergir.

¹⁴ Dossier R-4136-2020, décision [D-2021-082](#), p. 38, par. 134 et 135.

115. PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

[39] Le plan d'approvisionnement 2023-2026 (Plan d'approvisionnement) est préparé en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (le Règlement)¹⁵. Il couvre le plan annuel et le plan quadriennal, tant au niveau de la prévision de la demande, par type de clientèle, que des approvisionnements gaziers.

[40] Au soutien du Plan d'approvisionnement, Énergir expose sa vision à long terme du contexte gazier au Canada et aux États-Unis. Elle explique le contexte économique et énergétique dans lequel elle prévoit évoluer au cours des quatre prochaines années ainsi que les perspectives à court et à moyen terme à l'égard du prix du gaz naturel.

[41] Le Distributeur présente les prévisions de livraison pour l'année en cours établies lors de l'exercice budgétaire 4/8 2021-2022 (4 mois réels/8 mois projetés) utilisées comme point de départ dans le présent dossier ainsi que les prévisions de livraison à l'horizon 2026.

[42] Pour répondre à la demande prévue sur l'horizon du Plan d'approvisionnement, Énergir explicite sa structure d'approvisionnement en détaillant notamment les données particulières à la planification de l'année tarifaire 2022-2023. Par sa structure d'approvisionnement, Énergir vise à assurer la sécurité d'approvisionnement tout en veillant à ce que le tarif qui en découle soit juste et raisonnable.

[43] La Régie note que le Plan d'approvisionnement est établi conformément aux dispositions du Règlement, en tenant compte du fait que les caractéristiques des contrats de gaz naturel renouvelable (GNR) que le Distributeur entend conclure sont présentées dans le cadre du dossier R-4008-2017.

[44] À cet égard, la Régie note que lors du dépôt du Plan d'approvisionnement, les caractéristiques de 12 contrats en GNR étaient déjà approuvées¹⁶. De plus, en ce qui a trait à la sécurité d'approvisionnement, la Régie note que le débit quotidien provenant des achats prévus de GNR dans le territoire desservi par Énergir, passant de 11 10³m³/jour en 2023 à 222 10³m³/jour en 2026¹⁷, est somme toute marginal, considérant les besoins d'approvisionnement totaux pour chaque année du Plan d'approvisionnement.

¹⁵ [RLRO c. 6.01, r.8.](#)

¹⁶ Pièce [B-0048](#), p. 1.

¹⁷ Pièce [B-0140](#), Annexe 8, ligne 36.

[45] Conséquemment, pour les motifs présentés aux sections suivantes, la Régie approuve le plan d’approvisionnement 2023-2026 d’Énergir. Elle prend acte de la stratégie d’approvisionnement proposée pour l’année 2022-2023 permettant de combler le déficit d’outils d’approvisionnement établi à 2 211 10³m³/jour.

115.1 PRÉVISION DES LIVRAISONS GLOBALES

115.1.1 SCÉNARIOS DE BASE, HAUT ET BAS

[46] En fonction des hypothèses économiques et énergétiques retenues¹⁸ et de la révision volumétrique 4/8 de l’année 2022, le Distributeur établit la prévision de la demande de la clientèle selon le scénario de base du Plan d’approvisionnement comme suit :

TABLEAU 4
DEMANDE AVANT INTERRUPTIONS (SCÉNARIO DE BASE)

Catégorie de clientèle	2021-2022* (10 ⁶ m ³)	2022-2023 (10 ⁶ m ³)	2023-2024 (10 ⁶ m ³)	2024-2025 (10 ⁶ m ³)	2025-2026 (10 ⁶ m ³)
Service continu	5 808,7	5 885,3	5 866,6	6 002,9	5 952,4
Grandes entreprises (VGE)	2 848,2	2 865,0	2 860,2	3 037,6	3 030,2
Petit et moyen débits (PMD)	2 960,5	3 020,2	3 006,4	2 965,3	2 922,2
Service interruptible	358,2	312,9	314,1	310,0	297,6
Contrat régulier	286,6	249,4	250,6	246,4	234,1
Contrat gaz d'appoint	71,6	63,5	63,5	63,5	63,5
TOTAL - Plan 2023-2026	6 166,9	6 198,2	6 180,7	6 312,9	6 250,1
TOTAL - Plan 2022-2025	6 114,0	6 187,1	6 380,3	6 361,6	s/o

*Livraisons prévues lors de la révision volumétrique 4/8 2021-2022. Volumes après interruptions pour les 4 mois réels.

Source : pièce B-0178, p. 30 et 36.

[47] Entre les prévisions de l’année en cours et celles de 2022-2023, une hausse de 0,51 % est anticipée. Entre les années 2022-2023 et 2025-2026, le Distributeur anticipe une croissance de 4,72 % de la demande chez les clients VGE (services continu et interruptible) et une diminution de 3,24 % de la demande chez les clients petit moyen débit (PMD). Au global, Énergir évalue la croissance de la demande en gaz naturel à 0,84 %.

¹⁸ Pièce [B-0178](#), p. 5 à 9.

[48] Le Distributeur explique l'essentiel de la hausse anticipée des volumes des clients VGE par la consommation de deux nouveaux clients du secteur de la métallurgie, laquelle est partiellement atténuée par les fluctuations de production liées à l'effritement des volumes causé par l'efficacité énergétique.

[49] Énergir attribue notamment la baisse anticipée des volumes des clients PMD au nouveau programme de biénergie résidentielle et à l'impact de la nouvelle réglementation concernant l'interdiction de convertir au gaz naturel des installations fonctionnant actuellement au mazout.

[50] Par ailleurs, Énergir n'intègre aucun ajout de capacité de transport pour répondre à la marge excédentaire prévue à l'article 72 de la Loi.

[51] Le Distributeur présente également la prévision de la demande à l'horizon 2026 selon des scénarios haut et bas établis à partir du scénario de base. Ces scénarios permettent d'évaluer la demande maximale et minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement. À cette fin, les hypothèses économiques et énergétiques du scénario de base sont ajustées. De plus, dans le cas du marché grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont ajustés à la hausse ou à la baisse, en tenant compte de conditions favorables ou défavorables propres à chacun et pouvant influencer leur consommation. Également, des projets sont inclus ou exclus du scénario de base en fonction de leur probabilité de réalisation.

115.1.2 SITUATION CONCURRENTIELLE

[52] La situation concurrentielle du gaz naturel présentée au Plan d'approvisionnement illustre la position relative de la facture de consommation de gaz naturel par rapport à celle du mazout ou de l'électricité selon certains segments clés de la clientèle. Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien, d'installation des équipements ainsi que les taxes sont exclus dans ce calcul. En outre, pour les clients au palier 4.7, le coût du SPEDE est exclu dans ce calcul.

[53] Les mesures de la situation concurrentielle pour les quatre années du Plan d'approvisionnement sont établies à partir des prévisions de prix « Futures » offertes sur le marché pour le gaz naturel et les produits pétroliers. Les tarifs de distribution, de transport,

d'équilibrage et d'ajustements reliés aux inventaires utilisés représentent ceux actuellement en vigueur.

[54] Enfin, le Distributeur a remplacé le taux actuel du SPEDE par des prévisions annuelles de taux établies à partir des projections de prix des droits d'émission réalisées par des firmes spécialisées, auxquelles sont ajoutés des coûts d'ajustement.

[55] Énergir prévoit que le gaz naturel maintiendra une situation concurrentielle favorable dans tous les marchés par rapport aux énergies concurrentes sur la durée du Plan d'approvisionnement.

115.1.3 POSITION DES INTERVENANTS

[56] L'ACIG recommande à la Régie d'approuver le Plan d'approvisionnement tel que proposé par Énergir.

[57] L'AHQ-ARQ note des différences entre les volumes convertis vers l'électricité attribuables à la biénergie et les prévisions de conversion présentées dans le dossier R-4169-2021. L'intervenant recommande que soit produit, dans chaque dossier tarifaire, un tableau indiquant clairement les différences par type de clientèle entre les valeurs annuelles prévues au dossier tarifaire et celles présentées dans le dossier R-4169-2021.

[58] La FCEI estime que le choix des équipements lors d'une nouvelle construction ou d'un remplacement d'équipement influence les ajouts et pertes de clients, ce qui impacte la prévision des ventes. L'intervenante recommande qu'Énergir tienne compte du coût des équipements dans son évaluation de la situation concurrentielle.

[59] La FCEI estime également que la situation concurrentielle devrait inclure le tarif de verdissement. L'intervenante mentionne que bien que ce tarif comporterait un impact marginal sur la situation concurrentielle à court terme, cette situation risque de changer avec la hausse de la proportion de GNR requise à l'avenir, ce qui remet en cause la rigueur du calcul de la situation concurrentielle.

[60] Enfin, la FCEI est d'avis que la situation concurrentielle d'une consommation tout au gaz naturel ou avec un système de biénergie devrait également être évaluée avec une

consommation de GNR de 10 %, 80 % et 100 %, en tenant compte de la hausse anticipée du prix du GNR. La FCEI a déterminé ces trois scénarios en fonction, respectivement, de la cible de consommation de GNR par le biais du tarif de verdissement, de l'éventuelle obligation de consommation d'énergie renouvelable des bâtiments soumis aux mesures de l'exemplarité de l'état et de l'obligation de consommation de GNR dans certaines juridictions.

[61] Le ROEÉ considère qu'un système d'accumulateur de chaleur combiné à une thermopompe à haute efficacité offre un avantage concurrentiel sur le gaz naturel, que l'option biénergie-GNR offre un avantage concurrentiel défavorable et que les municipalités tendent vers la décarbonation des bâtiments. L'intervenant estime donc que les prévisions des ventes dans le marché résidentiel sont optimistes.

[62] En conséquence, le ROEÉ recommande de favoriser le scénario bas pour la prévision des livraisons dans le marché résidentiel.

[63] SÉ-AQLPA recommande une révision de la prévision des ventes afin de tenir compte de la hausse anticipée des prix du Brent et de son impact sur le prix du gaz naturel.

[64] Dans ses commentaires, le GRAME recommande une mise à jour du Plan d'approvisionnement afin de tenir compte des décisions gouvernementales qui pourraient avoir un impact à la baisse sur les volumes livrés. De plus, l'intervenant privilégie la tenue d'une rencontre d'information pour élargir la connaissance des prévisions de la demande sur un horizon de 10 ans.

115.1.4 OPINION DE LA RÉGIE

[65] La Régie constate que la prévision de la demande est établie de la même manière que celle présentée dans le cadre des dossiers tarifaires des dernières années. Il s'agit d'une méthode rigoureuse qui a été examinée notamment dans le dossier R-4076-2018, et qui a fait ses preuves depuis. Dans sa décision D-2019-141¹⁹, la Régie retenait que la prévision sur un horizon d'un an était adéquate. Au présent dossier, plus spécifiquement pour l'année 2022-2023, les prévisions de livraisons avant interruptions sont comparables à

¹⁹ Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 63 à 65, section 6.5.3.

celles prévues au dossier R-4151-2021. De plus, la Régie note que selon la pièce B-0098²⁰, les prévisions des livraisons de l'année 2021-2022 après normalisation, basées sur quatre mois de données réelles, sont comparables aux livraisons prévues dans le dossier R-4151-2021.

[66] Les arguments avancés par le GRAME, le ROEE et SÉ-AQLPA ne permettent pas de conclure à la présence d'un enjeu en terme d'acuité des prévisions des livraisons de l'année témoin qui nécessiterait de réviser à la baisse la prévision des livraisons aux fins d'établir les outils d'approvisionnement et l'ajustement tarifaire de l'année 2022-2023.

[67] En ce qui a trait à la position concurrentielle, la Régie partage l'avis d'Énergir voulant que pour être pertinent les cas types doivent être représentatifs du marché et ainsi avoir un impact significatif sur la prévision de la demande et incidemment sur les tarifs. À cet égard, tel que mentionné dans la décision D-2022-091²¹, les cas types de biénergie seront présentés à compter du dossier tarifaire 2023-2024.

[68] La Régie est d'avis que la situation concurrentielle, telle qu'évaluée actuellement, demeure utile et pertinente aux fins de mesurer la position relative de la facture de gaz naturel par rapport à d'autres énergies. Il est vrai que le coût des équipements peut influencer le choix d'un type d'énergie et incidemment les ajouts et pertes de clients. Toutefois, dans son choix d'opter pour le gaz naturel et éventuellement la biénergie, au-delà des avantages qualitatifs, la Régie considère qu'il est raisonnable de postuler que le client évalue implicitement la période de retour sur son investissement.

[69] La Régie retient la recommandation de la FCEI à l'effet d'inclure la contribution au verdissement du réseau gazier dans le calcul de la situation concurrentielle, puisque ce tarif fait partie intégrante de la facture d'un client qui présente un pourcentage de consommation de GNR inférieur au seuil réglementaire. Toutefois, pour l'année 2022-2023, la Régie note que le prix de la contribution au verdissement du réseau gazier est nul.

²⁰ Pièce [B-0098](#).

²¹ Décision [D-2022-091](#).

115.2 CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

[70] Afin de répondre aux besoins établis, Énergir doit détenir les outils d'approvisionnement nécessaires pour satisfaire la demande continue des clients en journée de pointe et la demande saisonnière des clients aux services continu et interruptible. Ces outils doivent, par ailleurs, être suffisamment flexibles pour s'adapter aux fluctuations de la demande dues au climat et à l'économie.

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

[72] Dans la pièce B-0140²², Énergir précise les orientations envisagées et les actions prises sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2023-2026 en matière notamment de transport, de fourniture du gaz naturel et d'équilibrage. Elle présente également les contrats d'approvisionnement existants.

[73] À l'horizon 2026, Énergir identifie les déficits ou excédents d'outils d'approvisionnement comme suit :

TABLEAU 5
DÉFICITS/EXCÉDENTS D'APPROVISIONNEMENT À L'HORIZON 2026

Année du plan	Excédents (déficits) d'outils en transport <i>10³m³/jour</i>	Outils d'approvisionnement totaux <i>10³m³/jour</i>
2022-2023	(496)	(2 211)
2023-2024	0	(658)
2024-2025	489	489
2025-2026	916	916

Source : Pièce [B-0140](#), p. 21.

²² Pièce [B-0140](#), p. 6 à 21.

115.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR POUR L'ANNÉE 2022-2023

[74] Pour l'année 2022-2023, sur la base d'un coefficient d'utilisation du transport FTLH/NBJ anticipé de 100 %, Énergir évalue que les approvisionnements requis totalisent 37 113 10³m³/jour, alors que le débit des approvisionnements actuel s'élève à 34 902 10³m³/jour.

[75] Afin de combler le déficit de 2 211 10³m³/jour prévu pour l'année 2022-2023, Énergir prévoit contracter une option sur un « service de pointe » auprès d'un fournisseur sur le marché secondaire et acheter du transport sur le même marché.

[76] Aux fins de la détermination de cette stratégie d'approvisionnement, le Distributeur présente une analyse de rentabilité²³ en fonction de la structure retenue et des scénarios alternatifs suivants :

- Scénario 1 : Achat d'une capacité de transport FTLH de 2 211 10³m³/jour de décembre 2022 à mars 2023 à un prix de 4,75 \$/GJ;
- Scénario 2 : Achat d'une capacité de transport FTSH de 2 211 10³m³/jour du mois de décembre 2022 à mars 2023 à un prix de 4,71 \$/GJ;
- Scénario 3 : achat d'un outil de pointe auprès d'un fournisseur dans le marché secondaire avec une capacité quotidienne de 1 715 10³m³/jour disponible pendant cinq périodes pendant l'hiver 2022-2023 et achat de capacité de transport FTSH de 496 10³m³/jour mois de décembre 2022 à mars 2023 à un prix de 4,71 \$/GJ.

[77] Énergir retient le scénario 3 puisqu'il constitue l'option la moins coûteuse, générant des économies de 32,5 M\$.

[78] En ce qui a trait au service de pointe, étant donné l'hiver froid de 2021-2022 et le resserrement des conditions de marché anticipées pour l'hiver prochain, Énergir prévoit que ce service ne permettra pas de couvrir l'ensemble du déficit pour l'année 2022-2023. Elle anticipe que cet outil de pointe correspondrait à un approvisionnement ponctuel de 1 175 10³m³/jour de fourniture directement sur son territoire et qu'il serait disponible pour cinq périodes pendant l'hiver 2022-2023. Ainsi, Énergir devra contracter une capacité de

²³ Pièce [B-0140](#), p. 60, annexe 7.

transport de 496 10³m³/jour sur le marché secondaire FTSH de décembre 2022 à mars 2023, à un coût estimé de 4,71 \$/GJ.

[79] En raison de ce contexte, Énergir évoque la possibilité de ne pas être en mesure de contracter l'ensemble des volumes prévus de 1 715 10³m³/jour en service de pointe ainsi que la possibilité que le coût de ce service soit prohibitif. Dans ce cas, d'autres alternatives devront être évaluées pour répondre à ce besoin de pointe, incluant l'augmentation des capacités de transport sur le marché secondaire.

[80] Questionnée à cet égard²⁴, Énergir indique qu'elle est en discussions avec différents fournisseurs pour obtenir des capacités fermes. Elle évalue également la possibilité que des travaux soient réalisés à l'usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification (LSR) afin d'augmenter la capacité garantie de retrait en journée de pointe et qu'un service de pointe en franchise de type « super-interruptible » soit mis en place.

[81] Lors de l'audience²⁵, le Distributeur présente quelques éléments du contexte d'approvisionnement gazier. La saturation du Triangle de l'est²⁶ est attribuable à l'absence de capacité de transport supplémentaire disponible sur le réseau de transport principal vers le réseau d'Énergir à la suite de travaux d'optimisation réalisés par TransCanada Pipelines Limited (TCPL). De plus, les capacités de transport disponibles sur le marché secondaire sont en majorité utilisées pour satisfaire les besoins gaziers des consommateurs de la côte est des États-Unis. Il est donc difficile pour Énergir de parvenir à une entente pour du service de pointe, considérant les prix élevés (50 fois plus élevés que l'estimé) et leur faible disponibilité.

[82] En ce qui a trait aux solutions potentielles, Énergir a travaillé dans les derniers mois avec TCPL dans le but de dégager des capacités de transport dans la zone EDA. Leurs travaux ont permis de dégager un potentiel de 1 300 10³m³/jour en apport additionnel. Dans ce contexte, Énergir envisage de reprendre temporairement un contrat de transport entre Iroquois et Énergir EDA et l'achat d'un service de pointe auprès d'une tierce partie par la redirection de transport d'Iroquois vers Énergir EDA.

[83] Le Distributeur envisage également d'ajouter un vaporisateur temporaire à l'usine LSR et de devancer une partie des travaux de remplacement des vaporisateurs afin d'ajouter une cinquième pompe cryogénique. De plus, Énergir entend conclure dans un proche avenir

²⁴ Pièce [B-0137](#), p. 2, réponses aux questions 1.1 et 1.2.

²⁵ Pièces [B-0236](#), p. 6 à 8 et [A-0062](#), p. 136, 137, 298 et 299.

²⁶ Pièce [B-0039](#), p. 5.

une entente particulière avec un client VGE du service continu afin que ce dernier réduise sa consommation en journée de pointe équivalent au service de pointe en franchise.

[84] En considérant l'ensemble des solutions potentielles, Énergir est confiante d'être en mesure de combler le déficit d'approvisionnement de l'année 2022-2023 à un coût semblable à celui estimé au présent dossier.

[85] Enfin, Énergir conclut qu'aucun outil de maintien de fiabilité n'est requis pour l'année 2022-2023 selon la planification des outils d'approvisionnement proposée.

115.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[86] Sur la base de l'analyse de rentabilité déposée par Énergir, considérant les économies de 32,5 M\$, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de retenir le scénario 3 pour combler le déficit d'outils d'approvisionnement de l'hiver 2022-2023.

115.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[87] La Régie est satisfaite des informations déposées relativement à la stratégie d'approvisionnement pour l'année 2022-2023 et aux efforts déployés par Énergir pour constituer un éventail de solutions à un coût économique.

[88] La Régie retient qu'Énergir est confiante de combler son déficit d'approvisionnement à un coût semblable à celui estimé dans le Plan d'approvisionnement pour l'année 2022-2023.

115.3 PRÉVISION D'APPROVISIONNEMENT ET DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE

115.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[89] Énergir planifie des réceptions de GNR dans ses plans d'approvisionnement depuis 2018 et prévoit que de nouveaux approvisionnements deviendront disponibles à

l'horizon 2026²⁷. La prévision inclut des approvisionnements en achats directs et en gaz de réseau de GNR, tant en territoire qu'hors territoire. À cet égard, les caractéristiques des contrats qu'Énergir entend conclure font l'objet d'un examen dans le cadre du dossier R-4008-2017.

[90] Énergir prévoit un approvisionnement en GNR dépassant les seuils prévus au *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* (le Règlement GNR)²⁸, sauf pour la dernière année du Plan d'approvisionnement. De plus, elle prévoit une croissance de la consommation volontaire de GNR sur l'horizon du Plan d'approvisionnement, passant de 40,0 10⁶m³ en 2022-2023 à 210,0 10⁶m³ en 2025-2026. Toutefois, la consommation volontaire demeure inférieure aux quantités règlementaires. Pour l'année 2022-2023, la prévision du GNR invendu au-delà du seuil s'élève à 37,7 Mm³ et celle en-deçà du seuil à 20,0 Mm³.

[91] En réponse à une DDR de la Régie²⁹, le Distributeur indique que l'évolution du prix de la molécule, le contexte de marché, l'expérience de terrain ainsi que le développement des stratégies de commercialisation lui permettent d'avoir une vision plus précise quant au potentiel de vente du GNR à la clientèle volontaire, ce qui n'était pas le cas au dossier R-4151-2021. Pour l'année tarifaire 2021-2022, la prévision de la consommation volontaire était fixée à un niveau équivalent à l'approvisionnement en GNR.

[92] De plus, Énergir explique que dans le cas où des unités de GNR en inventaire atteignent 24 mois depuis leur achat, les unités invendues seraient prises en compte dans l'établissement du prix de GNR selon la méthode « premier entré, premier sorti ». À l'horizon 2025, Énergir ne prévoit cependant pas que des unités de GNR en inventaire atteindront 24 mois depuis leur achat. Ainsi, aucune unité invendue de GNR ne sera prise en compte dans l'établissement du prix de GNR.

[93] Par ailleurs, en suivi de la décision D-2020-057³⁰, Énergir travaille à mettre en place, d'ici la fin de l'année 2022, un processus d'attestation qui permettra de démontrer aux clients volontaires l'authenticité des volumes de GNR acquis.

²⁷ Pièce [B-0048](#), p. 1.

²⁸ [RLRQ, c. R-6.01, r. 4.3.](#)

²⁹ Pièce [B-0180](#), p. 6 et 9, réponses aux questions 4.1 et 6.2.

³⁰ Dossier R-4008-2017, décision [D-2020-057](#), p. 121, par. 492.

[94] Énergir fournit également les informations quotidiennes liées à l’approvisionnement en GNR à la Ville de Saint-Hyacinthe. Questionnée sur les interruptions d’injections de GNR pendant plusieurs jours en décembre 2021 et janvier 2022, Énergir mentionne que des problèmes mécaniques sont survenus ayant causé une incapacité de production³¹. Elle demeure confiante d’utiliser les prévisions d’injections dans les différents scénarios malgré les difficultés intermittentes observées chez ce producteur.

[95] Le Distributeur précise qu’il adopte une approche prudente quant à la disponibilité future du GNR produit sur son territoire. En effet, bien que le Plan d’approvisionnement prévoit la contribution de futurs producteurs de GNR en territoire, son impact sur les outils disponibles pour répondre au besoin de pointe est pris en compte deux ans après leur mise en service, dans la mesure où les quantités produites quotidiennement s’avèrent constantes³².

115.3.2 POSITION DES INTERVENANTS ET COMMENTAIRES D’ÉNERGIR

[96] Selon SÉ-AQLPA, les prévisions du Plan d’approvisionnement en GNR sont trop optimistes, autant pour les ventes à la clientèle volontaire que les approvisionnements. Il souligne que deux projets d’approvisionnement en GNR ont été provisoirement refusés par la Régie considérant les coûts élevés. De plus, l’intervenant soulève des enjeux de fiabilité, notamment pour la Ville de Saint-Hyacinthe et la Société d’économie mixte d’énergie renouvelable de la région de Rivière-du-Loup (SEMER). À cet égard, il propose, pour le premier, la nomination d’un consultant pour un audit annuel et, pour le second, de ne pas tenir compte des volumes prévus dans la prévision de la demande de GNR.

[97] À cet égard, Énergir indique que l’intervenant n’avance aucune alternative chiffrée à sa prévision et soumet que la valeur probante de ses prévisions ne saurait être remise en doute dans les circonstances, surtout étant donné la mise en place prévue de différentes approches commerciales additionnelles.

[98] En réponse, Énergir précise que les contrats avec deux producteurs québécois n’ont pas été « provisoirement refusés » par la Régie en raison de leur coût élevé, mais que cette dernière a plutôt remis leur étude lors de l’Étape D du dossier R-4008-2017.

³¹ Pièce [B-0185](#), réponse 4.3.

³² Pièce [B-0246](#), p. 10.

[99] Quant à la question de la fiabilité des approvisionnements, Énergir souligne notamment la part relativement marginale des deux producteurs comparativement à l'ensemble des capacités prévues au Plan d'approvisionnement.

115.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[100] La Régie prend acte de la prévision d'approvisionnement et de distribution de GNR pour les années 2023-2026, telle que présentée par Énergir.

[101] La Régie note que, selon le tableau de la pièce B-0048³³, la prévision d'approvisionnement de GNR pour les années 2023-2026 dépasse les quantités prévues au Règlement GNR. Elle note également qu'Énergir prévoit une consommation volontaire de GNR inférieure aux volumes règlementaires.

[102] À cet égard, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'améliorer la présentation des informations de la pièce B-0048 afin de faciliter le suivi de l'inventaire de GNR et le traitement du surcoût, en application de la décision D-2021-158³⁴. À titre d'exemple, la Régie retient que l'inventaire de GNR invendu au-delà du seuil qui sera transféré dans l'inventaire de gaz de réseau aux fins d'établir le prix du GNR de l'année 2024-2025, toutes choses étant égales par ailleurs, s'établit à 37,7 Mm³. De même, l'inventaire de GNR invendu en-deçà du seuil qui sera pris en compte aux fins d'établir le tarif de contribution au verdissement du réseau de l'année 2024-2025 s'élève à 20,0 Mm³.

[103] Conséquemment, la Régie demande à Énergir d'inclure à son tableau des prévisions d'approvisionnement et de distribution de GNR, à compter du prochain dossier tarifaire, les informations relatives à l'inventaire de GNR, ainsi que les portions du Compte de frais reportés (CFR)-surcoût GNR invendu aux fins de la détermination du prix GNR et du prix de la contribution au verdissement du réseau.

[104] La Régie note que les préoccupations de SÉ-AQLPA relatives à l'approvisionnement en GNR et à la demande des clients volontaires ont davantage trait à la planification de la socialisation sur l'horizon du Plan d'approvisionnement. À cet égard, la Régie rappelle que les prévisions du Plan d'approvisionnement sont révisées

³³ Pièce [B-0048](#), p. 1.

³⁴ Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), p. 56 et 139.

annuellement et que la socialisation du GNR invendu sera établie en fonction des données réelles, présentées aux rapports annuels.

[105] En ce qui a trait aux enjeux de fiabilité de certains contrats d’approvisionnement existants en GNR soulevés par l’intervenant, la Régie souligne que la contribution du GNR au Plan d’approvisionnement demeure marginale³⁵. Enfin, pour ce qui est du projet de production de GNR de la SEMER, la Régie constate qu’Énergir n’a pas prévu d’injection dans le réseau avant la fin de l’année 2023.

115.4 CONTRAT D’ENTREPOSAGE ENTRÉ EN VIGUEUR LE 1^{ER} AVRIL 2022

[106] Dans sa décision D-2021-140³⁶, la Régie approuvait les caractéristiques du contrat d’entreposage pour le remplacement du contrat LST 114 venant à échéance le 31 mars 2022. Également, elle demandait à Énergir de démontrer au présent dossier que l’offre retenue demeure la plus avantageuse selon le même type d’analyses que celles présentées au dossier R-4151-2021.

[107] En suivi de cette décision, Énergir présente dans la pièce B-0207 déposée sous pli confidentiel, la description des offres reçues, les hypothèses de prix du gaz naturel et de revente du transport FTLH ainsi que les analyses demandées par la Régie³⁷. L’offre déposée par Enbridge Gas répondait aux caractéristiques de l’appel d’offres et a donc été retenue.

[108] Énergir a analysé l’impact du nouveau contrat d’entreposage sur l’année 1 des plans d’approvisionnement des dossiers tarifaires 2021-2022 et 2022-2023. Les options ont été évaluées selon les prix en vigueur au moment de l’analyse pour les années 2022-2023 à 2024-2025, tout comme ce fut le cas lors du remplacement des capacités d’entreposage présenté au dossier tarifaire 2021-2022 (R-4151-2021).

[109] Les résultats des analyses démontrent que l’offre d’Enbridge Gas permet de réaliser des économies annuelles. Énergir a accepté cette offre et le contrat a été signé le 11 mars

³⁵ Pièce [B-0140](#), Annexe 8, ligne 36.

³⁶ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 37 et 39, par. 145 et 153.

³⁷ Pièces B-0207 déposée sous pli confidentiel et [B-0208](#) en version caviardée.

2022. Le Distributeur présente, sous pli confidentiel, les caractéristiques détaillées de ce contrat annexé à la pièce confidentielle.

[110] De plus, conformément à la décision D-2020-145³⁸, le Distributeur dépose les analyses de l'impact financier des offres reçues pour l'entreposage pour les années 2022-2023 et 2023-2024, selon la structure du plan d'approvisionnement présentée au dossier tarifaire 2021-2022 (dossier R-4151-2021) et avec les hypothèses de prix en fourniture et de la valeur de revente du transport pour les années 2023-2024 et 2024-2025.

115.4.1 OPINION DE LA RÉGIE

[111] Compte tenu des analyses déposées, la Régie constate que l'offre retenue par Énergir s'avère avantageuse pour la clientèle.

[112] La Régie prend acte du dépôt des hypothèses et des analyses de l'impact du contrat d'entreposage conclut auprès d'Enbridge Gas à compter du 1^{er} avril 2022 sur le plan d'approvisionnement des dossiers tarifaires 2021-2022 et 2022-2023. Elle se déclare satisfaite de la démonstration selon laquelle ce contrat s'avère avantageux pour la clientèle, tant à l'égard des coûts que de la sécurité d'approvisionnement.

[113] La Régie autorise Énergir à constater l'impact associé au contrat d'entreposage conclu auprès d'Enbridge Gas à compter du 1^{er} avril 2022 dans le CFR de trop-perçu/manque à gagner (TP/MAG) du service d'équilibrage au Rapport annuel 2022 ainsi que dans les tarifs de 2022-2023 à 2024-2025.

115.5 REMPLACEMENT DES CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE À DAWN AU 1^{ER} AVRIL 2023

[114] Énergir demande à la Régie d'approuver les caractéristiques du ou des contrats d'entreposage qu'elle entend conclure en vue de remplacer le contrat d'entreposage LST116 qui viendra à échéance le 31 mars 2023. Ces caractéristiques permettront de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle. À cette fin, le Distributeur dépose une mise

³⁸ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 52, par. 212.

à jour du tableau présentant les variations maximales de retrait et d'injection pour la période 2007-2008 à 2020-2021³⁹.

[115] Énergir détermine le besoin de flexibilité opérationnelle à contracter en 2022-2023 avec la méthode d'évaluation en vigueur. Selon Énergir, les capacités moyennes de retrait de 2 434 10³m³/jour et d'injection de 2 732 10³m³/jour constituent les capacités minimales requises afin de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle pour l'année 2022-2023.

[116] Les besoins en capacités de retrait et d'injection à contracter sont établis en comparant les capacités minimales requises aux capacités totales détenues au 1^{er} avril 2023 en vertu des contrats LST133 et LST151. Pour atteindre les capacités minimales, Énergir évalue la capacité de retrait après « ratchet » (lorsque l'inventaire est inférieur à 25 % du total) à 470 10³m³/jour. La Régie constate qu'au 1^{er} avril 2023, Énergir disposera d'une capacité d'injection permettant de répondre à ses besoins de flexibilité opérationnelle.

[117] À cet égard, les caractéristiques du ou des contrats d'entreposage qu'Énergir recherche sont les suivantes⁴⁰ :

- espace d'entreposage : aucun volume minimal;
- capacité de retrait : minimale de 470 10³m³/jour pendant la période de retrait, peu importe le niveau d'inventaire;
- fenêtres de nominations : NAESB et STS ou seulement NAESB;
- point de livraison/réception : Dawn;
- durée visée : 1 à 3 ans;
- prix : soumission la plus avantageuse qui répondra aux critères d'Énergir.

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

[119] Par ailleurs, Énergir rappelle que lors de l'appel d'offres visant le remplacement du contrat LST088 qui venait à échéance le 3 mars 2020, plusieurs offres intéressantes reçues de tierces parties ont dû être rejetées car elles ne permettaient pas de répondre aux critères approuvés par la décision D-2019-141 afin de satisfaire les besoins en flexibilité opérationnelle.

³⁹ Pièce [B-0046](#), p. 3.

⁴⁰ Pièce [B-0046](#), p. 5.

[120] Sans cette contrainte, Énergir aurait possiblement pu opter pour une alternative plus avantageuse pour la clientèle. Le Distributeur poursuit sa réflexion afin de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle d'ici le prochain appel d'offres visant à remplacer le contrat d'entreposage LST116.

[121] Énergir indique que des évaluations préliminaires de haut niveau suggèrent une possibilité de contracter une portion de l'entreposage sur les fenêtres NAESB seulement, ceci sans compromettre le besoin de flexibilité opérationnelle tout en étant potentiellement avantageux en termes de coût pour la clientèle. Advenant qu'une offre incluant seulement les fenêtres NAESB soit acceptée, Énergir pourrait limiter les capacités acquises avec ces caractéristiques et/ou la durée de l'engagement contractuel.

115.5.1 OPINION DE LA RÉGIE

[122] Afin de remplacer le contrat d'entreposage LST116 venant à échéance le 31 mars 2023, la Régie note que le Distributeur entend contracter un ou des contrats d'entreposage permettant de satisfaire ses besoins en flexibilité opérationnelle, évalués selon la méthode d'évaluation en vigueur.

[123] Par ailleurs, la Régie retient que le Distributeur poursuit sa réflexion en matière d'établissement des besoins en flexibilité opérationnelle et qu'il pourrait conclure des ententes avec plusieurs fournisseurs, pour des durées contractuelles ou des fenêtres de nomination différentes. Dans ce cas, Énergir fera la démonstration à la Régie lors du dossier tarifaire 2023-2024 que les contrats retenus s'avèrent les plus avantageux pour sa clientèle.

[124] Conséquemment, la Régie approuve les caractéristiques de contrats d'entreposage devant entrer en vigueur le 1^{er} avril 2023 que le Distributeur entend conclure pour remplacer le contrat LST116, telles que décrites au paragraphe 117 de la présente décision.

[125] Afin de démontrer que la ou les offres retenues s'avèrent les plus avantageuses pour la clientèle, la Régie demande à Énergir de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire et à la suite de la conclusion du ou des contrats d'entreposage, les analyses d'impact sur le plan d'approvisionnement dans le même format et la même teneur que les tableaux de la pièce confidentielle B-0207.

115.6 CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS D'ENTREPOSAGE AVEC INTRAGAZ À COMPTER DU 1^{ER} MAI 2023

[126] Énergir rappelle que le plan d'approvisionnement 2022-2025, approuvé dans la décision D-2021-140⁴¹, incluait l'augmentation des capacités de retrait aux sites d'Intragaz situés à Pointe-du-Lac et à Saint-Flavien rendue possible par la réalisation des projets d'investissements approuvés dans les dossiers R-4157-2021⁴² et R-4158-2021⁴³.

[127] Énergir demande à la Régie d'approuver les caractéristiques des contrats d'entreposage qu'elle prévoit conclure avec Intragaz, d'une durée de 10 ans, à compter du 1^{er} mai 2023⁴⁴.

[128] Le tableau suivant présente les caractéristiques des contrats actuels (période 2013-2022) et celles soumises pour approbation (période 2023-2032).

⁴¹ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 113, par. 462.

⁴² Dossier R-4157-2021, décision [D-2021-131](#).

⁴³ Dossier R-4158-2021, décision [D-2021-115](#).

⁴⁴ Pièce [B-0064](#).

TABLEAU 6
CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS AVEC INTRAGAZ
POUR LES PÉRIODES 2013-2022 ET 2023-2032

Caractéristiques des contrats avec Intragaz	2013-2022	2023-2032
Pointe-du-Lac		
Entreposage (10 ³ m ³)	36 600	37 600
Capacité (10 ³ m ³ /jour)		
Retrait max	1 600	2 000
Injection max	2 400	3 000
Saint-Flavien		
Entreposage (10 ³ m ³)	120 000	130 600
Capacité (10 ³ m ³ /jour)		
Retrait max	1 520	2 400
Injection max	910	910
Coût annuel total (M\$)	18,2	22,1
Augmentation des coûts annuels totaux (M\$)		3,9
Valeur des économies annuelles de transport (M\$)	2,75	2,75

Source : Tableau établi à partir de la pièce B-0064, p. 5 et p. 6.

[129] Les nouveaux contrats comportent des capacités de retrait plus élevées en raison des projets d'investissement approuvés par la Régie en 2018⁴⁵ et 2021⁴⁶.

[130] Le Distributeur précise également que le profil de retrait du site de Saint-Flavien sera désormais basé sur le niveau d'entreposage réel, comme pour le site de Pointe-du-Lac. Jusqu'à présent, le profil de retrait hivernal et d'injection estivale à Saint-Flavien était établi dans un calendrier prédéfini et ne pouvait pas changer en fonction des besoins ou contraintes opérationnels d'Énergir. Dorénavant, le profil d'utilisation sera similaire à celui de Pointe-du-Lac. Il sera plus flexible puisque ce profil ne dépend que du niveau d'inventaire au moment de l'utilisation de l'entreposage, aussi bien pour l'injection que pour le retrait de gaz naturel.

⁴⁵ Dossier R-4034-2018, décision [D-2018-155](#).

⁴⁶ Projet d'Intragaz dossier R-4157-2021, décision [D-2021-131](#) et Projet d'Énergir, dossier R-4158-2021, décision [D-2021-115](#).

[131] Alors que pendant la période tarifaire 2013-2022, un tarif par site était appliqué, Intragaz propose un tarif unique pour les deux sites pour la période tarifaire 2023-2032, sujet à l'approbation de la Régie dans le cadre du dossier R-4189-2022⁴⁷.

[132] De plus, le Distributeur explique que les évaluations à court et à long termes de la valeur des projets présentés au dossier R-4151-2021, tout comme l'ordre de grandeur des économies annuelles pour la clientèle d'Énergir, demeurent valables.

115.6.1 OPINION DE LA RÉGIE

[133] La Régie est satisfaite de la preuve déposée au soutien des caractéristiques des contrats qu'Énergir entend conclure auprès d'Intragaz, lesquelles sont déterminées par la réalisation des projets d'investissement approuvés.

[134] La Régie approuve les caractéristiques des contrats d'entreposage avec Intragaz pour les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien devant entrer en vigueur le 1^{er} mai 2023, présentées au tableau 6 de la présente décision.

115.7 INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE

[135] Dans le cadre de l'initiative d'approvisionnement responsable (l'Initiative), la décision D-2021-140 de la Régie prenait acte de la cible d'Énergir pour les volumes d'achats responsables établie à 40 % de ses achats en gaz naturel de réseau et de la prime maximale à verser.

[136] Au présent dossier, Énergir indique que plusieurs fournisseurs ont obtenu la certification EO100 et que d'autres font des démarches en ce sens, ce qui permettrait de diversifier encore davantage les fournisseurs pour remplir ses objectifs en lien avec l'Initiative.

[137] Énergir a collaboré avec l'Institut Pembina afin d'examiner les tendances en matière de certifications portant sur les pratiques ESG et la performance en gestion des émissions de méthane des producteurs gaziers. À la lumière de cet examen, l'Institut Pembina

⁴⁷ Dossier R-4189-2022, pièce [B-0108](#), p. 4.

recommande de poursuivre les exigences actuelles envers les producteurs gaziers, l'exploration de nouvelles normes et initiatives de transparence et l'accroissement de la transparence sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) et les méthodes de calcul des émissions de méthane.

[138] Énergir affirme vouloir encourager des producteurs qui développent des méthodologies crédibles et vérifiées par des tiers indépendants pour quantifier la réduction des émissions de méthane et autres GES. Elle veut aussi jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique et être un partenaire partageant publiquement les informations pertinentes à ses opérations.

[139] Énergir souhaite reconduire l'Initiative pour l'année 2022-2023, mais en augmentant la prime maximale pour les coûts y étant associés de façon à hausser le volume d'approvisionnement en gaz de réseau issu de l'Initiative à environ 60 % du volume total de l'approvisionnement. Énergir précise que si les conditions de marché, la disponibilité ou la flexibilité contractuelle ne permettaient pas d'atteindre la cible, elle ne tenterait pas de l'atteindre à tout prix. Le Distributeur souligne l'importance de maintenir une diversité de fournisseurs et réitère son engagement à effectuer une reddition de comptes dans le cadre du rapport annuel à l'égard des achats effectués en vertu de l'Initiative. Énergir vise à ce que 100 % de ses achats de gaz de réseau soient réalisés dans le cadre de l'Initiative d'ici 2030.

115.7.1 OPINION DE LA RÉGIE

[140] La Régie retient que plusieurs fournisseurs ont obtenu la certification EO100, permettant à Énergir de remplir ses objectifs en lien avec l'Initiative. Elle note l'approche prudente du Distributeur où il indique être prêt à faire preuve de souplesse dans l'atteinte de sa cible de 60 % de gaz de réseau acheté en vertu de l'Initiative en 2022-2023.

[141] La Régie retient également que l'examen de l'Initiative a été réalisé avec l'Institut Pembina et qu'Énergir souhaite encourager la transparence des émissions de méthane et autres GES.

[142] La Régie prend acte de la reconduction de l'Initiative pour l'année 2022-2023 en augmentant cependant la prime maximale pour les coûts associés à l'Initiative tel que proposé par Énergir.

115.8 INCITATIF À LA PERFORMANCE SUR LES TRANSACTIONS D'OPTIMISATION DES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT

115.8.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[143] L'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement consiste à appliquer une bonification de 10 % aux économies réalisées sur les transactions financières de 12 mois et moins, ou ne s'étendant pas au-delà du 30 septembre d'une année donnée. Conformément aux décisions D-2020-097 et D-2021-082⁴⁸, lorsqu'une transaction s'étend au-delà du 30 septembre d'une année donnée, seule la portion des revenus découlant de l'année financière à l'étude jusqu'au 30 septembre sera sujette à bonification.

[144] Énergir propose, pour les exercices 2022-2023 à 2024-2025, de reconduire l'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement gazier établi par la décision D-2013-054 et appliqué depuis dans les rapports annuels.

[145] Le Distributeur soumet qu'il demeure essentiel de maintenir un incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement afin de favoriser leur réalisation dans l'intérêt de la clientèle tout en étant simple d'application.

115.8.2 OPINION DE LA RÉGIE

[146] **Pour le motif invoqué par Énergir et considérant la méthodologie en vigueur depuis plusieurs années, la Régie reconduit pour les années 2022-2023 à 2024-2025 l'incitatif à la performance sur les transactions d'optimisation des outils d'approvisionnement.**

⁴⁸ Dossiers R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 29 à 34, section 2.5.2 et R-4136-2020, décision [D-2021-082](#), p. 15 à 17, section 2.3.3.

116. UTILISATION DE L'USINE LSR PAR L'ACTIVITÉ NON RÉGLEMENTÉE

116.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

116.1.1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2020-039 PORTANT SUR LA RÉPARTITION DES FRAIS GÉNÉRAUX

[147] Dans sa décision D-2020-039⁴⁹, la Régie demandait à Énergir d'une part, de déposer une mise à jour de l'analyse des salaires et avantages sociaux des employés de l'usine LSR et d'autre part, de démontrer l'adéquation du prorata 50 % retenu aux fins de la répartition des frais généraux à l'activité règlementée.

[148] En suivi de cette décision, Énergir présente une mise à jour de l'analyse produite au dossier tarifaire 2019-2020 dans la pièce B-0110⁵⁰. Cette analyse se divise en deux sections, soit l'actualisation des données sur les types de postes liés à la répartition des salaires et avantages sociaux et l'actualisation des conclusions sur l'utilisation des autres frais généraux par chacune des entités.

[149] L'analyse démontre que le nombre requis d'employés pour assurer les opérations est identique pour les deux entités. Le nombre d'heures par entité pour assurer l'ensemble des tâches est légèrement plus élevé pour l'activité règlementée, soit de 51 % pour Énergir et de 49 % pour GM GNL. De plus, selon Énergir, le lien existant entre les employés et les autres frais généraux détaillé précédemment demeure valide.

[150] Conséquemment, Énergir propose le maintien de la répartition de la quote-part des frais généraux à 50 % pour chacune des entités. Elle soumet que cette répartition préserve le lien de causalité et permet un partage équitable des frais généraux entre les entités.

⁴⁹ Dossier R-4076-2018 Phase 3, décision [D-2020-039](#), p. 33, par. 133.

⁵⁰ Pièce [B-0110](#).

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

[151] Sur la base des principes et décisions en vigueur au moment de l'élaboration du présent dossier tarifaire, Énergir évalue le coût d'utilisation de l'usine LSR par l'activité non réglementée à 5,166 M\$ pour l'année 2022-2023. Ce coût est établi en tenant compte de la capacité d'entreposage réservée par GM GNL de 5 Mm³ et du fait qu'aucun outil de maintien de la fiabilité n'est requis pour l'hiver 2022-2023.

116.2 OPINION DE LA RÉGIE

[152] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2020-039, par. 134, et s'en déclare satisfaite. Elle approuve l'établissement des coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL pour l'exercice financier 2022-2023, sous réserve de la mise à jour demandée à la section 8.5 de la présente décision.**

117. SUIVI DE DÉCISIONS PORTANT SUR LES PÉRIODES D'AMORTISSEMENT DE CFR, SUR LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES ET SUR LE PLAN TRIENNAL DES RÈGLES D'OR EN SANTÉ ET SÉCURITÉ

[153] Énergir demande à la Régie de prendre acte des suivis de décisions portant sur la période d'amortissement de CFR et d'autoriser les périodes d'amortissement proposées.

117.1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-140 PORTANT SUR LES CFR-ÉCARTS DE PRÉVISION LIÉS AUX AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

117.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[154] Dans sa décision D-2021-140⁵¹, la Régie suspendait la période d'amortissement du CFR-écarts de prévision liés aux avantages sociaux futurs (ASF) de l'année 2019-2020 et demandait à Énergir de soumettre, au présent dossier, une proposition pour la période d'amortissement des CFR-écarts de prévision liés aux ASF des années 2019-2020 et 2020-2021.

[155] En suivi de cette décision, Énergir propose de débiter simultanément l'amortissement des CFR-écarts de prévision liés aux ASF des années 2019-2020 et 2020-2021, sur une période de trois ans, à compter du présent dossier. Pour l'année tarifaire 2022-2023, la dépense d'amortissement pour ces deux CFR s'élève respectivement à 8,1 M\$ et 3,0 M\$⁵².

[156] Elle propose également d'appliquer la même approche de lissage des tarifs autorisée en phase 1 du présent dossier et de prolonger de manière permanente l'amortissement des CFR-écarts de prévision liés aux ASF réalisés à compter de 2021-2022, pour le faire passer à une période de trois ans débutant au deuxième exercice subséquent suivant leur constatation.

117.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[157] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2021-140 (par. 51) et s'en déclare satisfaite.** La Régie note que l'impact de l'amortissement des CFR-écarts de prévision liés aux ASF des années 2019-2020 et 2020-2021, totalisant 11,1 M\$, est atténué par la baisse du coût des ASF prévus pour l'année 2022-2023 et relatée à la section 9.2. Le résultat attendu par la suspension de la période d'amortissement des CFR-écarts de prévision liés aux ASF des années 2019-2020 et 2020-2021 est donc atteint.

⁵¹ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 17, par. 51.

⁵² Pièces [B-0077](#), p. 3 et [B-0107](#).

[158] Par ailleurs, la Régie est d'avis qu'une période d'amortissement de trois ans pour un CFR lié à des coûts spécifiques permet de réduire la volatilité des tarifs d'une année à l'autre tout en maintenant un équilibre au niveau de l'équité intergénérationnelle.

[159] Conséquemment, la Régie autorise l'amortissement des CFR-écarts de prévision liés aux ASF des années 2019-2020 et 2020-2021 sur une période de trois ans à compter de l'année tarifaire 2022-2023. Elle autorise également la prolongation permanente de la période d'amortissement des CFR-écarts de prévision liés aux ASF réalisés à compter de 2021-2022, pour la faire passer à trois ans débutant au deuxième exercice subséquent suivant leur constatation.

117.2 SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-155 PORTANT SUR LE CFR LIÉ À L'ÉVALUATION DE L'INTERCHANGEABILITÉ DE L'HYDROGÈNE DANS LE RÉSEAU GAZIER

117.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[160] Dans sa décision D-2021-155⁵³ portant sur le projet d'investissement visant à évaluer l'interchangeabilité de l'hydrogène dans le réseau gazier, la Régie n'a pas retenu la qualification du projet à titre d'actif. Toutefois, elle autorisait la création d'un CFR hors base de tarification, portant intérêt au coût moyen pondéré du capital en vigueur, afin d'isoler les coûts du projet estimés à 5,9 M\$. De plus, elle précisait que les sommes versées au CFR seront amorties sur une période à déterminer dans le cadre du présent dossier tarifaire.

[161] En suivi de cette décision, Énergir propose d'intégrer ce CFR dans la base de tarification dès le début de l'année financière suivant la fin du projet, soit en 2023-2024. De plus, puisque la Régie n'a pas reconnu les investissements du projet à titre d'actif, elle propose d'amortir les coûts du projet sur une période de deux ans, soit au cours des années financières 2023-2024 et 2024-2025⁵⁴.

⁵³ Dossier R-4165-2021, décision [D-2021-155](#), p. 40, par. 180 et 181.

⁵⁴ Pièce [B-0077](#), p. 5.

[162] Enfin, considérant la possibilité d'une aide financière gouvernementale de plusieurs millions de dollars, Énergir prévoit que les coûts qui seront versés dans ce CFR devraient s'avérer inférieurs à 5,9 M\$ estimés initialement.

117.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[163] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2021-155 (par. 181) et s'en déclare satisfaite. Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie autorise l'amortissement sur une période de deux ans, à compter de l'année tarifaire 2023-2024, des sommes versées au CFR hors base de tarification lié au projet d'investissement visant à évaluer l'interchangeabilité de l'hydrogène dans le réseau gazier.**

117.3 SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-075 PORTANT SUR LE CFR LIÉ AU PROJET DE MODERNISATION PRE ET DE MIGRATION VERS LA SOLUTION SAP S/4HANA

117.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[164] Dans le cadre du dossier R-4086-2019, la Régie autorisait que les coûts respectifs de chacune des phases du projet de modernisation de la solution technologique de planification des ressources de l'entreprise (PRE) et de migration vers la solution SAP S/4HANA soient captés dans un CFR créé à cette fin. Dans la décision D-2021-075⁵⁵, la Régie défère à la formation du présent dossier la décision à l'égard des modalités de dispositions des coûts versés au CFR.

[165] En suivi de cette décision, Énergir réitère sa proposition à l'égard des modalités de dispositions des coûts versés au CFR, telle que soumise dans sa demande relative au programme de modernisation PRE, soit que :

- tous les coûts de nature capitalisable portés au CFR pour l'acquisition d'équipement informatique soient amortis sur cinq ans;

⁵⁵ Dossier R-4086-2019, décision [D-2021-075](#), p. 25, par. 92.

- tous les coûts de nature capitalisable autre que pour l'acquisition d'équipement informatique portés au CFR pour le développement informatique de la solution soient amortis sur dix ans;
- tous les coûts de nature non capitalisable portés au CFR au cours des différentes phases du projet soient amortis sur une période d'un an au présent dossier.

117.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

[166] La Régie prend acte du suivi de la décision D-2021-075 (par. 92) et s'en déclare satisfaite.

[167] Considérant que les actifs intangibles liés au développement des autres systèmes informatiques sont amortis sur des périodes de cinq ou dix ans, dépendamment de la durée de vie⁵⁶, la Régie juge qu'il est approprié d'appliquer ces périodes d'amortissement également pour les coûts de nature capitalisable liés au projet de modernisation PRE et de migration vers la solution SAP S/4HANA.

[168] Conséquemment, à compter de l'année tarifaire 2022-2023, la Régie autorise l'amortissement du CFR lié au projet de modernisation PRE et de migration vers la solution SAP S/4HANA, tel que proposé par Énergir, soit que :

- **les coûts de nature capitalisable portés au CFR pour l'acquisition d'équipement informatique soient amortis sur cinq ans;**
- **les coûts de nature capitalisable autre que pour l'acquisition d'équipement informatique portés au CFR pour le développement informatique de la solution soient amortis sur dix ans;**
- **les coûts de nature non capitalisable portés au CFR au cours des différentes phases du projet soient amortis sur un an, en 2022-2023.**

⁵⁶ Pièce [B-0074](#), p. 4.

117.4 SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-109 PORTANT SUR LE CFR RELATIF AUX PRIMES FIXES DE L'ENTREPOSAGE À DAWN ET DES OUTILS DE TRANSPORT FONCTIONNALISÉS À L'ÉQUILIBRAGE

117.4.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[169] Dans sa décision D-2021-109⁵⁷, considérant que le site d'entreposage à Dawn n'est plus utilisé pour maximiser les capacités de transport FTLH, la Régie jugeait que le coût des primes fixes du site d'entreposage à Dawn ainsi que les outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage devaient être constatés dans l'année tarifaire où ils sont encourus.

[170] En conséquence, la Régie approuvait un changement de méthode comptable consistant à ne plus capitaliser dans un CFR le coût des primes fixes du site d'entreposage à Dawn et le coût des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage relatifs aux six derniers mois d'une année financière. La Régie maintenait l'utilisation du CFR visé, mais suspendait temporairement la disposition des montants qui y étaient comptabilisés. À cet égard, la Régie demandait à Énergir de proposer une période d'amortissement du CFR, sur un ou plusieurs exercices financiers, en fonction du présent contexte tarifaire.

[171] En suivi de cette décision et compte tenu de l'importance de la somme à récupérer, Énergir propose d'amortir le solde estimé à 52,1 M\$ au 30 septembre 2022 sur une période de cinq ans, pour un amortissement annuel de 10,4 M\$ à compter de 2022-2023.

117.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

[172] **La Régie prend acte du suivi de la décision D-2021-109 (par. 378) et s'en déclare satisfaite.**

[173] **Pour le motif invoqué par Énergir, la Régie autorise l'amortissement sur une période de cinq ans, à compter de l'année tarifaire 2022-2023, des coûts portés au CFR portant sur les primes fixes du site d'entreposage à Dawn et du coût des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage.**

⁵⁷ Dossier R-3867-2013 Phase 2, décision [D-2021-109](#), p. 86 et 87, par. 376 à 378.

117.5 SUIVI DE DÉCISIONS PORTANT SUR LE PLAN TRIENNAL D'IMPLANTATION DES RÈGLES D'OR EN SANTÉ ET SÉCURITÉ

117.5.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[174] En suivi des décisions D-2020-097 et D-2020-145⁵⁸, Énergir résume le plan d'implantation des Règles d'or de l'année 2021-2022 et celles prévues être implantées au cours de l'exercice financier 2022-2023 dans la pièce B-0076⁵⁹. Elle présente également les impacts de l'implantation des Règles d'or sur les dépenses d'exploitation et les investissements pour l'année 2022-2023. Enfin, le Distributeur demande à la Régie de mettre fin au suivi.

117.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

[175] **La Régie prend acte du suivi relatif au plan triennal des Règles d'or demandé dans les décisions D-2020-097 (par. 72) et D-2020-145 (par. 317) et s'en déclare satisfaite. Considérant que l'année 2022-2023 représente la dernière année de déploiement des Règles d'or en santé et sécurité, la Régie accueille la demande d'Énergir de mettre fin au suivi.**

117.6 SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-140 PORTANT SUR LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES

[176] Dans sa décision D-2021-140⁶⁰, la Régie jugeait essentiel de maintenir un suivi spécifique périodique pour la réduction des émissions de GES. À cet effet, elle demandait à Énergir, à compter du présent dossier, de déposer de l'information relative au budget des activités, projets et achats de GNR en vue de réduire les émissions de GES ainsi que les cibles de réductions prévues pour l'année de base, l'année témoin et les deux années subséquentes.

⁵⁸ Dossiers R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 25, et R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 78.

⁵⁹ Pièce [B-0076](#).

⁶⁰ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 96, par. 407.

[177] En suivi de cette décision, Énergir présente les principes directeurs qui la guident dans la sélection de ses projets. Elle présente également les projets à caractère récurrent qu'elle compte mettre en place, à l'horizon 2025, afin de réduire les émissions de GES découlant de ses activités, ainsi que les renseignements relatifs aux achats de GNR pour ses opérations de distribution. Elle présente enfin les estimations de réduction des émissions de GES pour chacun des projets, ainsi que les budgets prévus pour leur réalisation⁶¹.

[178] En réponse à une DDR de la FCEI⁶², Énergir met à jour la contribution de l'électrification des véhicules légers de la flotte aux réductions des émissions de GES et indique que l'ensemble des projets prévus permettent d'anticiper une réduction des émissions de GES de 9 119 t CO₂ eq. à l'horizon 2025.

[179] Par ailleurs, le Distributeur précise que les réductions réelles pour chacune des années seront calculées à la fin de l'année financière et présentées dans le cadre du rapport annuel⁶³.

[180] La Régie juge que l'information soumise au présent dossier est adéquate aux fins du suivi qu'elle entend effectuer dans le cadre du dossier tarifaire. **Conséquemment, la Régie prend acte de la réponse d'Énergir au suivi requis par la décision D-2021-140 (par. 407) et s'en déclare satisfaite.**

⁶¹ Pièces [B-0118](#) et [B-0180](#), p. 8 et 9, réponses aux questions 6.1 et 6.2.

⁶² Pièce [B-0185](#), réponse 10.5.

⁶³ Pièce [B-0118](#), p. 5 à 8.

118. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES

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

118.1.1 POSITION D'ÉNERGIR

[181] En suivi de la décision D-2019-141⁶⁴, Énergir présente les principes règlementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service.

[182] En suivi de la décision D-2020-145⁶⁵, Énergir confirme qu'aucune modification aux conventions comptables en vertu des principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis ne sera adoptée au 1^{er} octobre 2022. De plus, en suivi de la décision D-2021-140⁶⁶, Énergir indique que les modifications relatives à la comptabilisation des impôts n'ont pas eu d'impact pour Énergir et par conséquent, n'entraînent aucune modification aux traitements règlementaires.

[183] En ce qui a trait plus spécifiquement aux méthodes comptables et tarifaires relatives aux droits d'émission GES, Énergir présente, dans la pièce B-0074⁶⁷, le traitement règlementaire autorisé par la Régie dans les dossiers tarifaires antérieurs, sans faire référence à la modification de méthode comptable présentée à la note 3 des états financiers non consolidés pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 2021⁶⁸.

[184] La Régie constate qu'à la suite de ce changement appliqué au rapport annuel 2021, tous les droits d'émission de GES acquis sont comptabilisés comme actifs incorporels au coût et ne sont pas amortis. Une obligation liée aux droits d'émission de GES ainsi que la dépense afférente sont comptabilisées au rythme des émissions de GES.

⁶⁴ Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 35.

⁶⁵ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 11.

⁶⁶ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 12, par. 24.

⁶⁷ Pièce [B-0074](#), p. 18.

⁶⁸ Dossier R-4175-2021, pièce [B-0021](#), p. 11 des états financiers.

[185] Questionnée à cet égard⁶⁹, Énergir précise que la modification de méthode comptable relative aux droits d'émission de GES ne vise que la présentation des soldes de CFR relatifs au SPEDE aux états financiers statutaires et n'a aucune incidence sur le coût de service.

[186] De plus, considérant que les informations au rapport annuel présentent les soldes du bilan relatifs au SPEDE tant du point de vue règlementaire que statutaire, Énergir estime que cette méthode comptable ne doit pas figurer dans la pièce B-0074.

118.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[187] À l'égard des PCGR des États-Unis, la Régie prend acte de l'absence de modifications ou d'impact et s'en déclare satisfaite.

[188] La Régie prend acte du suivi de la décision D-2019-141 portant sur les principes règlementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service.

[189] À cet égard, la Régie ne partage pas la position d'Énergir selon laquelle la modification de méthode comptable relative aux droits d'émission de GES ne devrait pas être reflétée dans la pièce portant sur le suivi de la décision D-2019-141.

[190] Bien que la Régie comprenne que cette modification comptable ne vise que la présentation des soldes des CFR au bilan et qu'il n'y a pas d'effet sur les résultats, il n'en demeure pas moins que les termes « amortissement cumulé » utilisés pour décrire le traitement comptable règlementaire autorisé dans la décision D-2014-171 ne sont plus représentatifs de la réalité.

[191] Conséquemment et afin d'éviter toute confusion, la Régie demande à Énergir de refléter la modification de méthode comptable relative aux droits d'émission de GES appliquée à compter du rapport annuel 2021 dans le prochain dépôt du suivi de la décision D-2019-141.

⁶⁹ Pièce [B-0180](#), p. 15, réponses aux questions 10.1 et 10.2.

[192] **De plus, considérant que les pièces du dossier tarifaire portant sur la dépense d'amortissement seront désormais déposées de façon quinquennale, la Régie demande à Énergir, dans la description de l'amortissement cumulé, de référer à la dernière décision autorisant les taux d'amortissement utilisés pour établir le coût de service de l'année témoin projetée.**

118.2 CRÉATION D'UN CFR LIÉ AUX TROP-PERÇUS ET MANQUE À GAGNER DÉCOULANT DU DÉCOUPLAGE DES REVENUS

118.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[193] Dans sa décision D-2022-025 rendue en phase 1 du présent dossier⁷⁰, la Régie retenait la proposition d'Énergir de prolonger, d'un an à deux ans, la période d'amortissement des CFR liés aux TP/MAG des services de distribution. Au soutien de cette proposition, Énergir faisait valoir que les PCGR des États-Unis ne permettaient pas une période d'amortissement plus longue.

[194] Considérant que les TP/MAG du service de distribution seront désormais amortis sur deux ans, Énergir propose la création d'un CFR pour isoler les TP/MAG liés au découplage des revenus du service de distribution et d'appliquer les mêmes modalités de disposition que celles pour les comptes de stabilisation de la température⁷¹. Ainsi, la portion des TP/MAG qui sera portée à ce CFR serait versée dans la base de tarification dès le 1^{er} exercice financier suivant sa constatation et amortie sur deux ans.

118.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[195] La Régie retient que les PCGR des États-Unis ne permettent pas d'amortir les comptes d'écart liés aux revenus au-delà d'une période maximale de deux ans. De plus, considérant que le CFR-découplage des revenus permettra de capter des écarts de revenus liés aux prévisions volumétriques, il est justifié d'appliquer le même mécanisme que celui autorisé pour les comptes de stabilisation de la température.

⁷⁰ Décision [D-2022-025](#), p. 20 et 22, par. 85 et 94.

⁷¹ Pièce [B-0077](#), p. 13.

[196] **Conséquemment, la Régie autorise la création, à compter de l'année tarifaire 2022-2023, du CFR lié aux TP/MAG découlant du découplage des revenus en distribution. Elle autorise que ce CFR soit amorti sur une durée maximale de deux ans suivant sa constatation et que les sommes qui y sont portées soient versées dans la base de tarification dès le 1^{er} exercice financier suivant leur constatation.**

118.3 DEMANDE D'ABOLITION DE CFR

[197] Énergir propose d'abolir les CFR des primes fixes relatives au site d'entreposage d'Intragaz à Saint-Flavien et à l'usine LSR, ainsi que les CFR de report des frais variables d'injections et de retraits associés aux sites d'Enbridge Gas, de Saint-Flavien et à l'usine LSR. Énergir explique que ces CFR cumulent les coûts des primes fixes et des frais variables d'injections et de retraits des six derniers mois de l'année financière pour les reporter sur l'année suivante.

[198] Énergir justifie l'élimination de ces CFR par leur traitement actuel qui s'apparente à celui des CFR déjà abolis par la nouvelle méthode de fonctionnalisation approuvée dans la décision D-2021-109, par leur faible variation annuelle et par leur impact marginal sur le rendement.

[199] Énergir soutient également que la nature atypique de ces CFR présente une certaine complexité dans l'environnement S/4HANA et propose de ne plus recourir à leur utilisation par souci de simplicité. Au 30 septembre 2022, le solde de ces CFR est estimé à 7,9 M\$.

[200] Enfin, Énergir propose d'abolir les CFR de maintien et réévaluation des prix de fourniture et de transport. Le Distributeur est d'avis qu'à la suite de l'élimination du tarif d'ajustement d'inventaire approuvé par la décision D-2022-084, ces CFR deviennent inutiles puisque les coûts de financement et les coûts liés au « soutien » de la variation du prix dans le temps seront dorénavant imputés directement aux résultats des services d'équilibrage. Le solde de ces CFR au 30 septembre 2022 s'établit à - 4,8 M\$.

[201] Compte tenu de l'importance de la somme à récupérer, Énergir propose d'amortir les soldes estimés de ces CFR sur une période de cinq ans, au même titre que le CFR portant sur les primes fixes du site d'entreposage à Dawn et du coût des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage.

118.3.1 OPINION DE LA RÉGIE

[202] La Régie est d'avis qu'il est cohérent d'arrimer le nouveau traitement comptable de l'ensemble de ces CFR, puisqu'ils reposent sur la même logique de report des coûts des six derniers mois d'une année financière. La Régie retient aussi que la transposition des CFR dans le nouvel environnement S/4HANA serait complexe et que ces CFR ne seront plus utilisés dans le nouveau mode de fonctionnement découlant du changement de méthode comptable approuvé dans la décision D-2021-109.

[203] La Régie est également d'avis que la période d'amortissement proposée de cinq ans limite l'impact tarifaire de l'amortissement, compte tenu des montants en cause.

[204] En conséquence, la Régie autorise l'abolition des CFR des primes fixes du site d'entreposage d'Intragaz à Saint-Flavien et à l'usine LSR, des CFR des frais variables d'injections et de retraits aux sites d'Enbridge Gas, à Saint-Flavien et à l'usine LSR et des CFR de réévaluation des prix de fourniture et de transport à compter de l'année tarifaire 2022-2023. Elle autorise que les coûts portés à ces CFR soient amortis sur une période de cinq ans, à compter de l'année tarifaire 2022-2023.

118.4 APPLICATION DE LA DÉCISION D-2021-111

118.4.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[205] Dans sa décision D-2021-111, la Régie se prononçait ainsi :

« [47] En conséquence, dans le cas de futurs projets du Distributeur bénéficiant d'une subvention ou de toutes autres contributions plus de 12 mois avant le début des travaux, ayant pour effet d'en réduire le coût pour lui, la Régie lui demande de requérir, dans les plus brefs délais, la création d'un CFR hors base et portant intérêts au taux en vigueur, afin d'y comptabiliser les montants et les intérêts découlant d'une telle avance de fonds. Les intérêts courus devront, par la suite, être comptabilisés afin de réduire les coûts du projet, au même titre que la subvention reçue »⁷².

⁷² Dossier R-4166-2021, décision [D-2021-111](#), p. 16.

[206] Énergir comprend de la décision précitée que la Régie ajoute un critère à la création d'un CFR pour tout projet faisant l'objet d'une subvention ou toute autre contribution reçue plus de 12 mois avant le début des travaux.

[207] Or, pour les motifs exposés ci-après, Énergir soumet qu'il n'est pas souhaitable de créer un CFR pour y comptabiliser les subventions et contributions reçues dans le cadre d'un projet GNR ainsi que les intérêts, car celui-ci ne constitue pas le bon véhicule pour leurs traitements⁷³.

[208] Énergir explique que, contrairement aux sommes comptabilisées dans un CFR, les montants reçus à titre de subventions et contributions, tout comme ceux reçus à titre de dépôts de clients, ne constituent pas des montants disponibles pour la gestion et le financement de ses opérations. Dès leur réception, ces montants sont isolés et conservés dans des comptes bancaires offrant des taux d'intérêt très faibles. Ces taux sont comparables à ceux établis annuellement par l'article 8.5.1 des CST sur les dépôts reçus des clients, évalués à 0,675 % pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2022.

[209] De plus, Énergir soumet que l'ajout de ce nouvel élément crée une certaine incohérence avec la pratique actuelle, puisque les projets dont les coûts sont inférieurs au seuil de 4 M\$ ne requièrent pas le dépôt d'une demande d'autorisation préalable à la Régie, ni la création d'un CFR, le cas échéant.

[210] Toutefois, Énergir considère important de préciser que les intérêts, calculés sur la période entre la date d'encaissement de la subvention et celle du début des travaux d'un projet seront, par la suite, comptabilisés en réduction des coûts du projet d'injection et du tarif de réception qui en découle, au même titre que la subvention reçue.

118.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

[211] La Régie retient que les montants liés aux subventions et contributions reçus dans le cadre d'un projet d'investissement ne sont pas disponibles pour la gestion et le financement des opérations d'Énergir. Considérant que ces montants n'ont pas la même finalité que les

⁷³ Pièce [B-0133](#), p. 13 et 14.

sommes comptabilisées dans un CFR, la Régie juge qu'il est approprié de les traiter comme les montants reçus à titre de dépôts de clients.

[212] **La Régie prend acte et se déclare satisfaite de l'interprétation donnée par Énergir au paragraphe 47 de la décision D-2021-111 et de la manière qu'elle compte l'appliquer.**

[213] **Dans le prochain dépôt du suivi du paragraphe 140 de la décision D-2019-141, la Régie demande à Énergir de refléter le traitement comptable appliqué aux subventions et autres contributions reçues dans le cadre d'un projet d'investissement.**

119. REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE

119.1 RÉDUCTION DES COÛTS DE FOURNITURE À LA FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE

119.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[214] Dans sa décision D-2021-109⁷⁴ approuvant la méthode de fonctionnalisation des coûts d'approvisionnement par la méthode des tiers, la Régie retenait que la réduction prévue des coûts de fourniture résultant du différentiel de prix de la fourniture basé sur l'indice NGX Dawn entre le moment des injections et des retraits serait dorénavant prise en compte au dossier tarifaire, aux fins d'établir le revenu requis du service de flexibilité opérationnelle.

[215] Au présent dossier, Énergir soumet cependant qu'il serait plus efficace de traiter la réduction de coût de la fourniture au même moment que la saisonnalité des achats de gaz naturel, soit uniquement sur la base des données réelles au rapport annuel.

⁷⁴ Décision [D-2021-109](#), p. 83, par. 364.

[216] De plus, Énergir soutient que la volatilité des prix de l'indice NGX Dawn entre la prévision au dossier tarifaire et les indices réels peut entraîner d'importants écarts et ainsi affecter les TP/MAG.

119.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[217] La Régie est satisfaite des explications fournies par Énergir à l'appui de sa proposition, laquelle s'inscrit dans la continuité de la méthode actuelle.

[218] En conséquence, la Régie autorise que le calcul de la réduction du coût de la fourniture à la flexibilité opérationnelle soit uniquement effectué sur la base des données réelles à compter du rapport annuel du 30 septembre 2023.

119.2 REVENU REQUIS

[219] Énergir demande à la Régie d'approuver un revenu requis global établi à 1 077 698 000 \$ pour l'année tarifaire 2022-2023.

[220] Ce dernier augmente de 95,6 M\$ comparativement au revenu requis autorisé 2021-2022, et d'un montant de 244 M\$ lorsque comparé à celui de l'année historique 2020-2021.

TABLEAU 7
ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS 2021-2023

Revenu requis (en millions de \$)	2021	2022	2022	2023	Hausse (baisse)	
	année historique	année autorisée	année de base (4/8)	année témoin	2023 vs 2021 historique	2023 vs 2022 autorisée
Frais de transport, d'équilibrage et de distribution	270,4	312,2	325,4	327,6	57,2	15,4
Autres revenus d'exploitation	(1,0)	(3,3)	(3,9)	(3,7)	(2,7)	(0,4)
Charges d'exploitation	229,0	245,0	241,5	243,5	14,5	(1,5)
Amortissement et impôts	187,3	275,6	274,3	341,5	154,2	65,9
PGEÉ et CASEP	4,9	5,3	5,3	4,6	(0,3)	(0,7)
Autres composantes du coût des ASF	0,6	2,9	2,9	(7,9)	(8,5)	(10,8)
Dépenses nécessaires à la prestation des services	691,1	837,7	845,6	905,6	214,5	67,9
Rendement sur la base de tarification globale	142,6	144,4	144,8	172,1	29,5	27,7
Revenu requis (RR)	833,7	982,1	990,4	1 077,7	244,0	95,6
Trop-perçu (manque à gagner)	(25,2)		(6,9)			
Revenus réels ou RR prévu (2022 et 2023)	808,5	982,1	983,5	1 077,7		

Note 1 : Les frais de transport, d'équilibrage et de distribution sont nets du coût d'utilisation de l'usine LSR remboursé par le client GM-GNL et, pour l'année 2023, de la Contribution GES.

Source : Tableau établi à partir des pièces [B-0096](#) et [B-0098](#), du dossier R-4151-2021, pièce [B-0204](#) et du dossier R-4175-2020, pièces [B-0025](#) et [B-0049](#).

[221] En regard de l'année autorisée 2021-2022, la hausse du revenu requis pour 2022-2023 est principalement attribuable à l'augmentation de l'amortissement associé à certains CFR.

[222] Le tableau suivant détaille l'évolution du revenu requis par service pour la période 2021-2023.

TABLEAU 8
ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS PAR SERVICE POUR LA PÉRIODE 2021-2023

Revenu requis par service (en millions de \$)	2021	2022	2022	2023	Hausse (baisse)	
	année historique	année autorisée	année de base (4/8)	année témoin	2023 vs 2021 historique	2023 vs 2022 autorisée
Distribution	552,7	647,1	640,5	709,3	156,7	62,2
Fourniture et SPEDE ¹	4,3	4,5	7,1	6,2	1,9	1,7
Transport	150,3	190,8	193,8	202,1	51,9	11,3
Équilibrage	126,4	139,7	149,0	160,0	33,6	20,4
Revenu requis	833,7	982,1	990,4	1 077,7	244,0	95,6

Note 1 : À la suite de la décision D-2022-084 (par. 179), les coûts d'ajustements reliés aux inventaires sont fonctionnalisés à l'équilibrage à compter de 2023.

Source : Tableau établi à partir de la pièce B-0096. À compter de l'année 2022-2023, le revenu requis pour l'équilibrage est ventilé entre les besoins saisonniers et les besoins de flexibilité opérationnelle. Les écarts observés sont dus aux arrondis.

119.3 AJUSTEMENT TARIFAIRE

[223] Énergir établit l'ajustement tarifaire global à 78,3 M\$, ce qui représente une hausse de 7,83 %⁷⁵.

[224] Pour le service de distribution, Énergir présente l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire de 55,8 M\$ ou 8,5 % en 2022-2023 comme suit :

⁷⁵ Pièce [B-0061](#), p. 4.

TABLEAU 9
SERVICE DE DISTRIBUTION : AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2022-2023

Évolution du revenu requis du service de distribution et ajustement tarifaire	2022-2023	
	en M\$	en %
Amortissement des frais reportés	60,9	9,2%
Dépenses d'exploitation et autres composantes des avantages sociaux futurs	(12,4)	-1,9%
Amortissement des immobilisations	5,2	0,8%
Rendement et impôt	10,3	1,6%
Autres	(1,6)	-0,2%
Variation du revenu requis 2023 vs le revenu requis autorisé de 2021	62,2	9,5%
Variation des revenus de distribution découlant de l'évolution des volumes	(6,4)	-1,0%
Ajustement tarifaire du service de distribution	55,8	8,5%

Source : Pièce B-0061. Les écarts sont dus aux arrondis.

[225] L'augmentation du revenu requis de 62,2 M\$ au service de distribution en 2022-2023 est principalement attribuable à une hausse des dépenses d'amortissement des CFR relatifs à la stabilisation tarifaire de la température et du vent, aux projets de développement informatique, aux soldes à récupérer découlant du découplage des revenus et aux TP/MAG constatés lors de l'exercice 2020-2021 et, finalement, aux écarts budgétaires ASF constatés lors des exercices 2019-2020 et 2020-2021.

[226] Pour le service de transport, l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire de 12,2 M\$, équivalent à 6,4 %, en 2022-2023 sont détaillés comme suit :

TABLEAU 10
SERVICE DE TRANSPORT : AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2022-2023

Évolution du revenu requis du service de transport et ajustement tarifaire	2022-2023	
	en M\$	en %
Amortissement du manque à gagner 2020-2021	6,1	3,2%
Hausse des coûts de transport	5,9	3,1%
Autres	(0,7)	-0,4%
Variation du revenu requis 2023 vs le revenu requis autorisé de 2022	11,3	6,0%
Baisse des revenus de transport	0,9	0,5%
Ajustement tarifaire du service de transport	12,2	6,4%

Source : Pièce B-0061. Les écarts sont dus aux arrondis.

[227] L'augmentation du revenu requis de 11,3 M\$ en 2022-2023 s'explique essentiellement par la récupération du manque à gagner de l'exercice 2020-2021 et par l'augmentation des coûts de transport découlant de l'application de la méthode des tiers approuvée par la Régie dans sa décision D-2021-109⁷⁶.

[228] Pour le service d'équilibrage, l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire de 9,5 M\$ ou 6,3 % en 2022-2023, sont ventilés comme suit :

TABLEAU 11
SERVICE D'ÉQUILIBRAGE : AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2022-2023

Évolution du revenu requis du service d'équilibrage et ajustement tarifaire	2022-2023	
	en M\$	en %
Hausse des coûts d'équilibrage	13,2	8,8%
Hausse du rendement et des impôts sur les actifs de la base de tarification	7,9	5,2%
Autres	(0,7)	-0,5%
Variation du revenu requis 2023 vs le revenu requis autorisé de 2022	20,4	13,5%
Hausse des revenus d'équilibrage	(10,9)	-7,2%
Ajustement tarifaire du service d'équilibrage	9,5	6,3%

Source : Pièce [B-0061](#). Les écarts observés sont dus aux arrondis.

[229] Pour le service d'équilibrage, l'augmentation du revenu requis de 20,4 M\$ en 2022-2023 est principalement attribuable à l'amortissement des CFR abolis en lien avec la décision D-2021-109⁷⁷ et à la hausse du rendement et des impôts découlant de la croissance de la base de tarification due à la nouvelle méthode de fonctionnalisation des coûts. Selon la méthode des tiers, la valeur des inventaires de fourniture est entièrement transférée au service d'équilibrage.

[230] Cette hausse est partiellement compensée par la hausse des revenus d'équilibrage due à la mise à jour des paramètres de consommation au présent dossier.

⁷⁶ Décision [D-2021-109](#), section 6.6.

⁷⁷ Pièce [B-0077](#), section 4.

119.4 POSITION DES INTERVENANTS

[231] OC est préoccupée par les hausses du revenu requis observée au cours des quatre derniers dossiers tarifaires, dont une portion importante découle de l'amortissement des frais reportés. À cet égard, elle recommande la création d'un groupe de travail pour améliorer la stabilité tarifaire en limitant l'impact des variations conjointes des amortissements des CFR.

119.5 OPINION DE LA RÉGIE

[232] La Régie rappelle que dans sa décision D-2022-025 rendue en phase 1 du présent dossier, des mesures permanentes de lissage des tarifs afin de réduire la volatilité des tarifs d'une année à l'autre ont déjà été approuvées. Ces mesures permettent d'anticiper que les variations tarifaires au cours de prochaines années devraient être moins importantes. De ce fait, la Régie ne juge pas nécessaire de créer un groupe de travail.

[233] Considérant les dispositions aux sections 9.1 et 15.3, relatives aux dépenses d'exploitation révisées et à la mise à jour de la stratégie financière, la Régie estime un impact à la baisse d'environ 14,6 M\$ sur le revenu requis global. Cet impact étant supérieur au seuil de matérialité de 1 M\$ autorisé par la décision D-2022-025, le revenu requis et l'ajustement tarifaire devront être révisés en conséquence.

[234] **La Régie demande à Énergir de déposer, pour approbation, la mise à jour de l'information relative au revenu requis et à l'ajustement tarifaire au plus tard le 14 novembre 2022, à 12 h.**

120. DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION

[235] Énergir établit les dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution à 554,5 M\$ pour l'année 2022-2023. Comparativement au montant autorisé 2021-2022 et à l'année historique 2020-2021, il s'agit d'une augmentation de 24,7 M\$ et de 46,8 M\$ respectivement.

[236] Le tableau suivant présente l'évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution pour la période 2021-2023.

TABLEAU 12
DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION POUR LA PÉRIODE 2021-2023

Dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution (en millions de \$)	2021	2022	2022	2023	Hausse (baisse)	
	année historique	année autorisée	année de base (4/8)	année témoin	2023 vs 2021 historique	2023 vs 2022 autorisée
Coût du gaz perdu et autres frais de distribution ¹	(5,3)	10,3	10,7	7,0	12,4	(3,3)
Autres revenus d'exploitation	(1,0)	(3,3)	(3,9)	(3,7)	(2,7)	(0,4)
Charges d'exploitation	229,0	245,0	241,5	243,5	14,5	(1,5)
PGÉÉ et CASEP	4,9	5,3	5,3	4,6	(0,3)	(0,7)
Amortissements et impôts	190,4	253,3	251,2	309,5	119,1	56,2
Autres composantes du coût des ASF	0,6	2,9	2,9	(7,9)	(8,5)	(10,9)
Dépenses nécessaires - service distribution	418,5	513,5	507,7	553,0	134,5	39,4

Note 1 : Coût du gaz perdu et autres frais de distribution nets de la Contribution GES à compter de 2023.

Source : Tableau établi à partir de la pièce B-0204 du dossier R-4151-2021, de la pièce B-0049 du dossier R-4175-2021 et de la pièce B-0096 du présent dossier.

120.1 APPLICATION DE LA FORMULE PARAMÉTRIQUE

[237] Conformément à la décision D-2022-025⁷⁸, Énergir établit les dépenses d'exploitation par le biais de la formule paramétrique autorisée. En considérant la variation du nombre de clients anticipée et la limite applicable au taux d'inflation des salaires pour 2022-2023, le taux d'inflation pondéré appliqué sur le montant de départ de la formule est fixé à 4,40 %. À la suite de la mise à jour des taux d'inflation applicables à la formule paramétrique selon les données de Statistiques Canada, Énergir révisé le taux d'inflation pondéré à 4,81 %⁷⁹.

[238] Pour l'année 2022-2023, Énergir établit ainsi les dépenses d'exploitation révisées à 244,3 M\$, soit une augmentation de 0,9 M\$ comparativement aux prévisions initiales. En regard des dépenses autorisées pour 2021-2022, il s'agit d'une baisse de 0,7 M\$ résultant de la réévaluation du montant de départ de la formule en fonction des données réelles de l'année 2020-2021 et de la baisse du coût des ASF.

⁷⁸ Décision [D-2022-025](#), section 4.1.

⁷⁹ Pièce [B-0216](#), p. 1.

120.2 COÛT DES AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

[239] Pour l'année 2022-2023, Énergir prévoit une diminution du coût des ASF de 18,5 M\$ comparativement à l'année tarifaire 2021-2022. Elle explique la décroissance de ces dépenses par l'amortissement des gains actuariels réalisés au cours de l'exercice 2020-2021 en raison de la hausse des taux d'intérêt⁸⁰.

[240] Questionnée à cet égard, Énergir indique qu'au moment de l'élaboration du présent dossier tarifaire, les taux d'actualisation se retrouvaient à un niveau similaire à celui du 30 septembre 2021, soit 3,30 %. De plus, il était attendu que la Banque du Canada hausse son taux directeur en 2022, afin de contrôler l'inflation. Énergir indique qu'il apparaissait plus probable qu'improbable que les taux d'intérêt allaient subir une augmentation au cours de l'année 2022. Par conséquent, le taux d'actualisation utilisé pour déterminer le coût des ASF pour l'année 2022-2023 s'élève à 3,55 %, soit le taux réel du 30 septembre 2021 de 3,30 % majoré de 25 points de base⁸¹.

120.3 OPINION DE LA REGIE

[241] Considérant que les dépenses d'exploitation 2022-2023 sont établies selon la formule paramétrique approuvée dans sa décision D-2022-025, la Régie approuve un montant de 244 318 000 \$ pour les dépenses d'exploitation de l'année 2022-2023.

⁸⁰ Pièce [B-0061](#), p. 7.

⁸¹ Pièce [B-0180](#), p. 17 et 18, réponse à la question 11.1.

121. SUIVI DE LA DÉCISION D-2018-080 PORTANT SUR LE TAUX D'EFFRITEMENT DES VENTES

121.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[242] Dans sa décision D-2018-080⁸², la Régie ordonnait à Énergir d'appliquer aux prévisions des ventes des clients petit et moyen débits (PMD) associées aux projets d'extension de réseau, un taux d'effritement de 15 % pour chacun des marchés résidentiel et commercial. Toutefois, la Régie indiquait que ce taux de 15 % pourrait éventuellement être révisé en fonction d'une démonstration à être réalisée par Énergir.

[243] En suivi à la décision D-2018-080, Énergir dépose une analyse de l'effritement des nouvelles ventes PMD dans la cohorte de clients signés lors de l'année 2018-2019. Elle présente au tableau suivant les taux d'effritement pour les nouvelles ventes qui sont non réalisées, sans consommation ou avec consommation:

TABLEAU 13
NOUVELLES VENTES PMD 2018-2019

	Nouvelles ventes <i>Nombre</i>	Volumes normalisés 2020-2021 <i>m³</i>	Volumes prévus 2018-2019 <i>m³</i>	Taux d'effritement
Non réalisées	45	-	808 283	2,3%
Sans consommation	314	-	1 327 711	3,7%
Avec consommation	3 348	21 947 779	27 139 081	19,1%
Total	3 707	21 947 779	29 275 075	25,0%

Source : Pièce [B-0067](#), p. 5.

[244] Aux fins de cette analyse⁸³, Énergir constate que les volumes signés en 2018-2019 des clients de la catégorie sans consommation en 2020-2021 étaient anormalement élevés avec 11,2 % du volume total. Ainsi, afin de calculer un taux d'effritement global réaliste, Énergir pose comme hypothèse que les nouvelles ventes sans consommation correspondent à la moyenne historique de 2016-2017 à 2018-2019, soit 3,7 %⁸⁴.

⁸² Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 66 à 67, par. 259 à 263.

⁸³ Pièce [B-0067](#), p. 5 à 7.

⁸⁴ Pièce [B-0185](#), p. 30 et 31, réponse à la question 8.8. Le taux de 3,7 % est révisé par Énergir à 1,5 %.

[245] Le nombre de nouvelles ventes PMD étant majoritairement lié à des projets de construction, Énergir estime qu'une proportion importante de ces projets ont été retardés en raison de la pandémie de COVID 19 depuis mars 2020. Selon une analyse sommaire, Énergir estime que la consommation relative à environ le tiers de ces ventes a plutôt débuté en 2021-2022, soit après la période de trois ans retenue pour le présent suivi.

[246] Énergir constate également que les marchés pris en charge par les partenaires certifiés en gaz naturel (PCGN) (ci-après « Partenariat affaires » et « Partenariat résidentiel ») affichent des taux d'effritement significativement différents des résultats obtenus par la force de vente interne d'Énergir. Questionnée à cet égard, elle indique que les PCGN sont constitués de la clientèle de masse ayant un volume annuel inférieur à 125 000 m³. La construction de nouvelles habitations est exclue de ce marché. Les marchés partenariats sont desservies par 189 PCGN et appuyés par la force de vente interne qui compte 13 employés d'Énergir⁸⁵.

[247] Énergir estime qu'il est préférable de maintenir le taux d'effritement des ventes PMD à 15 % tout en portant une attention particulière aux marchés Partenariat affaires et Partenariat résidentiel, puisque ces derniers affichent des taux significativement différents des résultats des marchés « Nouvelles constructions habitations » et « Affaires ». Énergir entend consulter ses partenaires pour évaluer leurs besoins et améliorer les outils dont ils disposent ou d'en créer de nouveaux, le cas échéant.

[248] Énergir évalue également la possibilité de modifier davantage la méthode d'estimation des volumes pour qu'elle s'appuie sur des paramètres connus au moment de la signature. Énergir entend revoir les étapes du processus d'estimation des volumes afin d'identifier d'autres pistes d'explication des écarts pour les marchés pris en charge par les PCGN⁸⁶.

121.2 POSITION DES INTERVENANTS

[249] L'ACEFQ est d'avis que les taux d'effritement présentés par Énergir sont les données les plus récentes, les plus réalistes, et les seules qui sont probantes. L'intervenante recommande d'utiliser temporairement le taux d'effritement de 25 % et de le réviser

⁸⁵ Pièce [B-0185](#), p. 34 et 35, réponse à la question 8.16.

⁸⁶ Pièce [B-0180](#), p. 13, réponse 9.2.

lorsqu'Énergir disposera de nouvelles données confirmant des améliorations au niveau de l'acuité du taux d'effritement.

[250] La FCEI considère que l'approche d'Énergir de maintenir un taux d'effritement de 15 % risque de surestimer la rentabilité des projets. Elle indique que le Distributeur devrait utiliser les résultats obtenus, puisqu'il a déjà intégré des améliorations aux paramètres et à sa méthodologie d'estimation du taux d'effritement. Malgré ces nouvelles mesures, la FCEI soumet que les taux d'effritement demeurent très élevés.

[251] La FCEI recommande d'appliquer des taux d'effritement de 15 % pour les ventes réalisées à l'interne par Énergir, de 30 % dans le marché partenariat affaires et de 35 % dans le marché partenariat résidentiel.

[252] La FCEI estime qu'il est préférable d'ajuster le taux d'effritement au fur et à mesure que des améliorations seront mises en place. Elle propose qu'Énergir présente le résultat de ses travaux à la Régie, qui autoriserait les ajustements appropriés aux taux d'effritement en phase 1 du dossier tarifaire 2023-2024 et des autres dossiers tarifaires par la suite. Ce suivi devrait également viser à mieux comprendre l'ampleur et les déterminants des pertes de clients et l'efficacité des mesures instaurées par Énergir pour y remédier. Toute l'information historique disponible depuis la compilation des données détaillées sur les pertes de clients devrait être exploitée⁸⁷.

[253] Par ailleurs, lors de l'audience, la FCEI indique que le taux d'effritement n'a aucun impact sur la fixation des tarifs. Selon elle, l'effritement des nouvelles ventes n'intervient pas dans la prévision globale des ventes⁸⁸.

121.3 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR

[254] Le Distributeur ne retient pas la suggestion d'établir un taux d'effritement pour le marché partenariat et un taux d'effritement pour les ventes réalisées à l'interne. Énergir propose plutôt de corriger la problématique à la source. Elle soumet que l'application des taux de 30 % ou de 35 % aux volumes estimés par les partenaires externes ne modifierait

⁸⁷ Pièce [C-FCEI-0030](#), p. 7 et 8.

⁸⁸ Pièce [A-0064](#), p. 265 à 267.

pas les paramètres à la source et risquerait de sous-estimer les volumes dans deux ou trois ans lors de l'évaluation *a posteriori* du plan de développement des ventes⁸⁹.

[255] Par ailleurs, Énergir estime que les données « brutes » relatives à l'effritement des ventes, c'est-à-dire sans exclure les données extrêmes, sont proches du taux actuel, soit 18,1 %⁹⁰.

[256] Enfin, considérant qu'elle veillera à améliorer la prévision des ventes des PCGN qui présente des écarts incohérents et le dépôt de suivis *a posteriori* dans les rapports annuels, Énergir ne considère pas nécessaire de prévoir un suivi additionnel dans le dossier tarifaire⁹¹.

121.4 OPINION DE LA RÉGIE

[257] Depuis la décision D-2018-080, la Régie s'est prononcé à quelques reprises sur l'importance de tenir compte d'un échantillon raisonnable de données réelles pour examiner la justesse du taux d'effritement des ventes afin d'améliorer l'acuité des prévisions⁹².

[258] La Régie est d'avis qu'un suivi de la cohorte des volumes signés en 2018-2019 sur les années 2019-2020 à 2020-2021 ne représente pas un échantillon raisonnable, compte tenu de la pandémie. De plus, elle constate que la consommation d'environ le tiers des nouvelles ventes signées en 2019 a plutôt débuté en 2021-2022. Étant donné que le plan de développement de l'année 2018-2019 fera l'objet d'un suivi *a posteriori* au rapport annuel 2022, la Régie examinera à cette occasion les résultats de l'effritement présumé au moment de l'analyse de rentabilité.

[259] À l'instar d'Énergir, la Régie juge qu'il est préférable de corriger la problématique à la source dans la mesure où les prévisions de ventes des PCGN sont incohérentes. À cet égard, elle note les actions implantées par Énergir ou en voie d'être implantées pour corriger la problématique à la source.

⁸⁹ Pièce [A-0062](#), p. 285 et 286.

⁹⁰ Pièce [B-0246](#), p. 26.

⁹¹ Pièce [A-0062](#), p. 231 et 232.

⁹² Dossiers R-4119-2020, décision [D-2020-069](#), p. 28, par. 97 et R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 69, par. 291.

[260] Par ailleurs, la Régie retient que les tarifs demeurent insensibles aux taux d'effritements des nouvelles ventes.

[261] Dans ce contexte, la Régie juge qu'il est raisonnable de maintenir le taux d'effritement de 15 % applicable à tous les marchés. Elle réitère sa conclusion énoncée dans la décision D-2018-080 selon laquelle un ajustement à la baisse de 15 % permet de capter le phénomène d'effritement des ventes des marchés PMD.

[262] Par ailleurs, considérant que les plans de développement prévus dans les dossiers tarifaires font l'objet d'un suivi *a posteriori* dans le cadre des rapports annuels, la Régie ne juge pas nécessaire de demander un suivi additionnel spécifique pour le taux d'effritement.

[263] La Régie prend acte du suivi demandé par la décision D-2018-080 (par. 263) portant sur l'effritement des ventes PMD et s'en déclare satisfaite.

122. DÉVELOPPEMENT DES VENTES

122.1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2021-140 PORTANT SUR LE PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE POUR LE MAZOUT ET LA BIÉNERGIE

[264] Depuis 1995, le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie offre une réduction aux clients dans le cas d'une situation concurrentielle défavorable pour le gaz naturel afin d'une part, de prévenir une perte de volumes et de revenus et d'autre part, de prémunir l'ensemble de la clientèle contre les hausses tarifaires qui en résulteraient.

[265] Dans sa décision D-2021-140, la Régie demandait à Énergir de lui soumettre une proposition sur la pertinence de conserver ce programme de flexibilité tarifaire⁹³.

[266] En suivi de cette décision, Énergir ne demande pas la reconduction du programme pour 2022-2023 considérant qu'il n'est plus pertinent dans sa forme actuelle, tant pour son volet biénergie que son volet mazout. D'ailleurs, Énergir indique qu'aucune aide financière n'a été versée au cours des cinq dernières années pour le volet biénergie et depuis plus de

⁹³ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 68, par. 289.

15 ans pour le volet mazout⁹⁴. Elle présentera éventuellement un nouveau programme à la Régie, le cas échéant.

122.2 PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES VENTES 2022-2023

[267] Énergir dépose son plan de développement des ventes 2022-2023 (Plan de développement) et présente, entre autres, les volumes de ventes additionnels, par marché, provenant de nouveaux clients ou d'ajouts de charges. Elle présente également le coût des investissements prévus, les subventions projetées découlant des programmes commerciaux ainsi que les contributions prévues des futurs clients nécessaires aux fins de la réalisation de ces ventes additionnelles.

[268] Pour les six années visées par le Plan de développement, soit l'an 0 à l'an 5, Énergir établit le coût total prévu des investissements en immobilisations corporelles à 52,9 M\$ pour les projets dont le coût est inférieur au seuil de 4 M\$ prévu au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁹⁵ (le Règlement d'application). En tenant compte des subventions qui seront versées dans le cadre des programmes commerciaux et des contributions de la clientèle, le total des investissements pour les six années visées par le plan s'élève à 62,1 M\$⁹⁶.

[269] Énergir présente le calcul détaillé du revenu requis et de la contribution tarifaire annuelle en annexe au Plan de développement.

122.3 TAUX DE FRAIS GÉNÉRAUX ENTREPRENEURS

[270] Conformément à la décision D-2018-080⁹⁷, Énergir demande à la Régie d'approuver, pour 2022-2023, le taux de frais généraux entrepreneurs (FGE) de 23,46 % qui doit être appliqué au montant des services entrepreneurs de chaque projet lors de

⁹⁴ Pièce [B-0065](#), p. 2.

⁹⁵ [RLRQ c. R-6.01, r. 2.](#)

⁹⁶ Pièce [B-0066](#), p. 1.

⁹⁷ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 50, par. 179.

l'évaluation de sa rentabilité⁹⁸. Dans sa décision D-2021-140⁹⁹, la Régie a approuvé un taux FGE de 22,07 % pour 2021-2022.

122.4 OPINION DE LA RÉGIE

[271] **Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie ne reconduit pas le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie. Elle prend acte du suivi de la décision D-2021-140 concernant ce programme et s'en déclare satisfaite.**

[272] Pour l'ensemble du plan de développement, la Régie constate que le Distributeur prévoit atteindre un indice de profitabilité de 2,54 et un point mort tarifaire d'un an, lesquels respectent les critères de rentabilité exigés.

[273] Elle constate également que les différents paramètres utilisés pour évaluer la rentabilité du Plan de développement sont ceux en vigueur au moment de l'évaluation. Ces paramètres sont présentés conformément à la décision D-2020-145¹⁰⁰.

[274] La Régie juge que le Plan de développement est établi de façon conforme aux dispositions de la décision D-2018-080¹⁰¹. **Par conséquent, la Régie prend acte de la rentabilité du plan de développement 2022-2022 et s'en déclare satisfaite.**

[275] Le taux FGE demandé par Énergir, de 23,46 % pour 2022-2023, est calculé selon la méthode actuelle. Il est comparable au taux autorisé de 22,07 % pour 2021-2022. **Par conséquent, la Régie approuve le taux FGE de 23,46 % applicable au montant des services entrepreneurs de chaque projet pour 2022-2023.**

⁹⁸ Pièce [B-0068](#), p. 2.

⁹⁹ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 69, par. 295.

¹⁰⁰ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 69, par. 285.

¹⁰¹ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#).

123. PLAN PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS

123.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[276] Conformément aux décisions D-2015-181 et D-2020-126¹⁰², Énergir présente les investissements prévus au cours des années 2023 à 2027 afin d'informer la Régie des coûts anticipés dans le cadre de son plan pluriannuel.

TABLEAU 14
SOMMAIRE PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS
À L'HORIZON 2027

Investissements pluriannuels <i>(en millions de dollars)</i>	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027
Développement réseau	51,9	53,0	53,6	53,5	54,3
Développement associé au GNR	23,7	40,3	35,3	36,7	38,2
Amélioration réseau + Transmission	112,5	75,1	83,3	85,0	84,5
Entreposage	21,1	8,8	2,7	2,8	2,8
Installations générales	22,2	25,5	25,6	28,3	27,1
FGC capitalisés	22,9	22,6	23,1	23,5	24,0
Subventions	(15,0)	(20,1)	(17,7)	(18,4)	(19,1)
Total immobilisations	239,3	205,2	205,9	211,5	211,7
Actif intangibles	22,6	19,7	20,7	21,8	18,3
Total Investissements	261,9	224,9	226,6	233,2	230,0

Source : Pièce B-0081, p. 29.

[277] Les projets d'investissement en développement de réseau sont réalisés en fonction de leur rentabilité et découlent de différents plans de développement des ventes, dont le plan 2022-2023 présenté à la section 11.2 ci-haut. En excluant les frais généraux corporatifs (FGC) mais en incluant les projets en renforcement du réseau de distribution, les projets majeurs et les projets visés par la demande d'autorisation présentée à la section 13.1 ci-dessous, Énergir prévoit un budget total de 51,9 M\$ pour les investissements en développement du réseau pour 2022-2023¹⁰³.

¹⁰² Dossiers R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-181](#), p. 113, par. 418 et R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2020-126](#), p. 10 et 35, par. 22 et 123.

¹⁰³ Pièce [B-0081](#), p. 7, Tableau 3.

[278] Les projets d'investissement en amélioration du réseau découlent d'un processus évolutif ou d'une stratégie dont l'objectif consiste à évaluer les risques du réseau à partir de diagnostics. Cette stratégie de gestion des actifs (la Stratégie) vise à équilibrer les risques, les coûts ainsi que la performance du réseau, en tenant compte des besoins et des exigences. La priorisation des projets en amélioration du réseau est revue en continu en fonction d'urgences et de contraintes internes et externes. Énergir prévoit un budget total de 112,5 M\$ pour les investissements en amélioration du réseau pour 2022-2023.

[279] Les projets d'investissement découlant de la Stratégie sont regroupés selon les sous-catégories suivantes¹⁰⁴ :

- « Risques » : projets requis à la suite de situations représentant des risques qui se situent au-delà du seuil de tolérance par rapport aux valeurs d'affaires d'Énergir;
- « Respect des exigences » : projets requis afin de répondre aux normes internes d'Énergir, aux engagements pris auprès de tiers, ou encore de se conformer à la réglementation ou à des changements de normes externes;
- « Enjeux clients – Capacité hydraulique » : projets requis pour maintenir la pression minimale dans le réseau afin d'assurer la desserte de la clientèle existante d'Énergir;
- « Amélioration des actifs » : projets requis pour assurer la pérennité des infrastructures ou pour permettre l'implantation de nouvelles technologies. Ces projets sont issus principalement des correctifs requis dans le cadre d'entretiens préventifs ainsi que des réparations urgentes à la suite de fuites;
- « Renforcement du réseau de transmission » : projets qui visent à accroître la capacité et la flexibilité opérationnelle du réseau de transmission d'Énergir.

[280] Bien que les projets de mesurage ne constituent pas une activité faisant partie du plan de gestion des actifs, Énergir les regroupe avec les investissements en amélioration du réseau afin d'harmoniser la présentation avec les additions à la base de tarification.

¹⁰⁴ Pièce [B-0081](#), p. 13 à 21.

[281] Énergir présente les investissements pour la Stratégie et le mesurage pour les années 2021-2022 et 2022-2023.

TABLEAU 15
INVESTISSEMENTS DÉCOULANT DE LA STRATÉGIE
DE GESTION DES ACTIFS

Investissement en amélioration du réseau Stratégie de gestion des actifs et Mesurage <i>(en millions de dollars)</i>	2022 <i>année</i> <i>autorisée</i>	2022 <i>année de</i> <i>base (4/8)</i>	2023 <i>année</i> <i>témoin</i>
Stratégie gestion des actifs <4 M\$			
Risques	10,0	10,3	10,9
Respect des exigences	12,0	13,3	14,7
Enjeux clients - capacité hydraulique	0,4	0,1	0,4
Amélioration des actifs	33,1	34,0	30,0
Renforcement du réseau de transmission	-	-	-
Mesurage < 4 M\$	13,8	14,0	15,5
Total investissements < 4 M\$	69,3	71,6	71,5
Projets majeurs	19,5	24,8	40,9
Total investissements inclus à la base de tarification	88,8	96,5	112,4
Projets à être autorisés	10,9	8,0	0,1
Total Amélioration du réseau (Stratégie + Mesurage)	99,7	104,5	112,5

Source : Pièce [B-0081](#), p. 13.

123.2 OPINION DE LA RÉGIE

[282] La Régie prend acte du dépôt du plan pluriannuel des investissements d'Énergir pour les années 2022-2023 à 2026-2027 et s'en déclare satisfaite.

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

124.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[283] 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 sont 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'application¹⁰⁵.

[284] Pour 2022-2023, Énergir établit à 193,4 M\$ le montant des projets d'investissement dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4,0 M\$. Le tableau suivant présente le sommaire des investissements pour 2022-2023.

TABLEAU 16
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2022-2023

Sommaire des investissements pour 2022-2023 <i>(en millions de dollars)</i>	Projets majeurs > seuil	Projets < seuil	Total 2022-2023
Développement réseau et renforcement	0,1	50,9	51,0
Développement associé au GNR	6,6	7,9	14,5
Amélioration réseau	40,9	71,5	112,4
Entreposage du gaz naturel	-	2,7	2,7
Installations générales	-	22,2	22,2
Frais généraux corporatifs capitalisés	1,0	21,2	22,2
Subventions	(4,3)	(5,0)	(9,4)
Total immobilisations	44,3	171,2	215,5
Actifs intangibles - développement informatique	0,5	22,2	22,6
Projets à être autorisés	23,7	-	23,8
Total des investissements 2022-2023	68,4	193,4	261,9

Source : Pièce B-0081, p. 5.

¹⁰⁵ [RLRQ c. R-6.01, r. 2.](#)

[285] En considérant également les projets d'investissement dont le coût individuel est égal ou supérieur à 4,0 M\$ qui seront intégrés dans la base de tarification ou hors base, Énergir prévoit des investissements totalisant 261,9 M\$ en 2022-2023.

[286] Énergir présente également l'impact tarifaire des investissements inférieurs au seuil générant des revenus additionnels. Pour la catégorie « Développement du réseau », l'impact tarifaire calculé sur un horizon de 40 ans est de -11,6 M\$ sur un an et de -48,4 M\$ sur cinq ans. Pour la catégorie « Développement associé au GNR », l'impact tarifaire calculé sur un horizon de 20 ans est nul. Pour les investissements inférieurs au seuil ne générant pas de revenus additionnels, l'impact tarifaire est de 16,1 M\$ sur un an et 74,6 M\$ sur cinq ans¹⁰⁶.

124.2 OPINION DE LA RÉGIE

[287] La Régie est satisfaite de la preuve présentée par Énergir, qui lui permet de juger, *a priori*, du caractère prudemment acquis et utile des investissements prévus pour 2022-2023.

[288] Par conséquent, la Régie autorise 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 193,4 M\$.

125. BASE DE TARIFICATION

125.1 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION

[289] Énergir demande à la Régie d'approuver les additions à la base de tarification relatives aux projets d'investissement. Le tableau suivant présente l'évolution des additions à la base de tarification pour la période 2020-2021 à 2022-2023.

¹⁰⁶ Pièce [B-0081](#), p. 27 et 28.

TABLEAU 17
ÉVOLUTION DES ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION
POUR LA PÉRIODE 2020-2021 À 2022-2023

Additions à la base de tarification (en millions de dollars)	2021		2022		2022		2023	
	année historique		année autorisée		année de base (4/8)		année témoin	
	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total
Immobilisations corporelles	158,4	159,1	173,7	194,2	171,2	197,4	173,0	217,3
Développements informatiques	15,6	16,8	15,8	15,8	16,9	16,9	22,2	22,6
Programmes commerciaux	18,0	18,5	15,3	15,6	14,9	15,2	14,4	14,5
Intégration de projets hors base dans le solde d'ouverture	-	71,2	-	11,1	-	11,2	-	54,4
Total des additions	192,0	265,6	204,8	236,7	203,1	240,7	209,6	308,9

Source : Pièce [B-0080](#), p. 1 et dossier R-4175-2021, pièce B-0037, p. 1.

[290] Pour l'année témoin 2022-2023, Énergir établit à 209,6 M\$ le montant des additions à la base de tarification dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4 M\$ prévu au Règlement d'application.

[291] En considérant également les projets d'investissement dont le coût individuel est égal ou supérieur à 4,0 M\$, Énergir prévoit des additions à la base de tarification totalisant 308,9 M\$ en 2022-2023. Comparativement aux additions autorisées de 2021-2022, les additions prévues en 2022-2023 présentent une hausse de 72,2 M\$ ou 30 % imputable principalement aux projets de transmission ainsi qu'aux projets hors base intégrés dans le solde d'ouverture.

Additions en immobilisations corporelles

[292] Énergir prévoit des additions en immobilisations corporelles nettes totalisant 217,3 M\$ pour 2022-2023, dont un montant de 173,0 M\$ est soumis pour autorisation par la Régie. Ces additions découlent principalement de la planification pluriannuelle des investissements et des plans de développement du réseau. Les immobilisations corporelles incluent également les coûts d'investissement pour l'usine LSR, les installations générales, les frais généraux capitalisés et les subventions gouvernementales.

[293] Le tableau suivant présente l'évolution des immobilisations corporelles nettes pour la période 2020-2021 à 2022-2023.

TABLEAU 18
ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES
POUR LA PÉRIODE 2020-2021 À 2022-2023

Additions à la base de tarification en Immobilisations corporelles <i>(en millions de dollars)</i>	2021		2022		2022		2023	
	<i>année historique</i>		<i>année autorisée</i>		<i>année de base (4/8)</i>		<i>année témoin</i>	
	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total
Développement du réseau	53,2	64,3	57,7	59,6	52,5	53,3	50,9	51,0
Développement associé au GNR ¹			8,8	8,8	7,7	12,5	7,9	14,5
Amélioration du réseau	65,3	71,5	69,3	69,3	71,6	72,6	71,5	71,6
Réseau de transmission	-	-	-	19,4	-	23,8	-	40,9
Entreposage du gaz naturel	2,2	12,9	3,3	3,6	2,8	7,8	2,7	2,7
Installations générales	20,9	20,9	22,4	22,4	22,0	22,0	22,2	22,2
Frais généraux capitalisés	19,8	20,5	19,5	19,9	20,5	21,2	21,2	22,2
Autres	0,4	0,4	1,7	1,7	1,4	1,4	1,8	1,8
Subventions gouvernementales	(3,3)	(31,4)	(9,1)	(10,7)	(7,3)	(17,3)	(5,0)	(9,4)
Immobilisations corporelles	158,4	159,1	173,7	194,2	171,2	197,4	173,0	217,3

Source : Pièce B-0080, p. 1 et dossier R-4175-2021, pièce B-0037, p. 1. *Note: Avant l'année 2020-2021, les additions pour les investissements en GNR étaient inclus dans la catégorie « Développement du réseau ».

[294] Les additions à la base de tarification pour les investissements en développement du réseau totalisent 51,0 M\$ pour 2022-2023, dont un montant de 50,9 M\$ est soumis pour autorisation à la Régie. Comparativement à l'année autorisée 2021-2022, la baisse globale prévue de 8,6 M\$ en 2022-2023 s'explique principalement par la terminaison des travaux en 2021-2022 du projet d'investissement aux fins d'injection de CTBM.

[295] Les additions liées à l'amélioration du réseau totalisent 71,6 M\$ en 2022-2023. Ce montant se compare à celui autorisé en 2021-2022.

[296] Comparativement à la prévision 2021-2022, la hausse globale de 21,4 M\$ en 2022-2023 pour les renforcements du réseau de transmission s'explique par le doublage de la conduite située entre Saint-Flavien et Saint-Thomas ainsi que par la fin des travaux visant le renforcement des réseaux de transmission de l'Estrie et de la Montérégie.

125.2 ÉTABLISSEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[297] Pour l'année témoin 2022-2023, Énergir demande à la Régie d'établir la base de tarification au montant de 2 619,5 M\$, ventilée comme suit :

TABLEAU 19

ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION POUR LA PÉRIODE 2020-2021 À 2022-2023

Base de tarification Moyenne des 13 soldes <i>(en millions de dollars)</i>	2021	2022	2022	2023	Hausse (baisse)	
	<i>année historique</i>	<i>année autorisée</i>	<i>année de base (4/8)</i>	<i>année témoin</i>	<i>2023 vs 2022 autorisée</i>	<i>2023 vs 2021 historique</i>
Immobilisations corporelles nettes	1 982,7	2 049,3	2 034,4	2 127,1	77,8	144,4
Coûts non amortis						
Programmes commerciaux	85,6	84,9	85,6	83,9	(1,0)	(1,7)
Systèmes informatiques	69,8	65,1	68,3	103,1	38,0	33,3
PGEÉ - Subventions	57,3	76,5	80,0	100,6	24,1	43,3
Autres coûts non amortis	32,7	88,5	83,5	112,5	24,0	79,8
Fonds de roulement						
Encaisse réglementaire	29,9	38,7	40,3	45,3	6,6	15,4
Matériaux et inventaires de gaz	59,3	55,2	80,7	89,3	34,1	30,0
Passif aux titres des prestations définies net des CFR	(53,5)	(75,4)	(66,2)	(41,2)	34,2	12,3
Provision auto-assurance	(0,2)	(0,1)	(1,1)	(1,1)	(1,0)	(0,9)
Total	2 263,5	2 382,6	2 405,6	2 619,5	236,9	356,0

Source : Pièce [B-0085](#), p. 1 et dossier R-4175-2021, pièce [B-0035](#), p. 1.

[298] La base de tarification pour 2022-2023 présente une croissance de 236,9 M\$ ou 10 % par rapport au montant autorisé en 2021-2022. Comparativement à l'année historique 2020-2021, la hausse s'élève à 356,0 M\$ ou 16 %.

[299] Comparativement à l'année autorisée 2021-2022, la hausse en 2022-2023 des subventions du PGEÉ de 24,1 M\$ et des coûts liés aux systèmes informatiques de 38,0 M\$ résulte de la croissance des additions nettes depuis l'intégration à la base de tarification des subventions du PGEÉ au 1^{er} octobre 2018 et de l'intégration du projet de la modernisation du progiciel de gestion intégré SAP/S4 HANA.

[300] La variation du Passif au titre des prestations définies net des CFR liés aux avantages sociaux futurs résulte de la révision des hypothèses actuarielles et du taux d'actualisation utilisé pour établir le coût des ASF.

125.3 OPINION DE LA RÉGIE

[301] La Régie approuve, pour 2022-2023, un montant de 209,6 M\$ pour les additions à la base de tarification relatives aux projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M\$.

[302] La Régie prend acte du dépôt de la pièce B-0082 visant la mise à jour des tableaux 4 et 5 de la décision D-2015-212 portant sur les avantages sociaux futurs, pour l'année de base et l'année témoin, tel que requis par les décisions D-2016-156 et D-2019-141 et s'en déclare satisfaite.

[303] La Régie approuve l'établissement de la base de tarification aux fins d'établissement des tarifs à 2 619 473 000 \$ pour l'année témoin 2022-2023.

126. STRATÉGIE FINANCIÈRE

126.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[304] Pour 2022-2023, Énergir établit la stratégie financière selon sa demande examinée dans le dossier R-4156-2021 phase 2¹⁰⁷, soit :

- un taux de rendement sur les capitaux propres établi à 10,0 %;
- une structure de capital établie à 57 % de dette et à 43 % de capitaux propres, en abolissant les actions privilégiées.

[305] Sur la base de ces paramètres, Énergir demande dans le présent dossier :

« Approuver un coût en capital moyen de 6,57 % pour l'année tarifaire 2022-2023;

Établir le coût en capital prospectif à 6,55 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification (investissements) ainsi que de l'actualisation des contributions tarifaires dans le cadre de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement;

Établir le coût en capital prospectif après impôt à 5,95 % aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement en le comparant au TRI du projet considérant que les flux monétaires des

¹⁰⁷ Dossier R-4156-2021 Phase 2, pièce [B-0331](#), p. 7.

projets n'intègrent pas la notion d'économie d'impôt reliée aux frais financiers »¹⁰⁸.

126.2 POSITION DES INTERVENANTS

[306] L'ACIG maintient sa recommandation formulée en phase 1 du présent dossier, soit de ne pas accepter l'intégration provisoire du taux de rendement demandé dans le dossier R-4156-2021. Elle recommande que ce taux de rendement révisé soit pris en compte à partir de l'année tarifaire 2023-2024.

[307] L'intervenante soumet que la proposition d'Énergir combinée à un contexte économique incertain ajoute une instabilité tarifaire pour la clientèle. De plus, l'ACIG est d'avis qu'Énergir n'a pas fait la preuve de la nécessité d'appliquer un taux de rendement de 10 % pour l'établissement des tarifs 2022-2023, ni dans l'actuel dossier tarifaire, ni dans le dossier dédié au taux de rendement.

126.3 OPINION DE LA RÉGIE

[308] La décision D-2022-119¹⁰⁹ approuve les paramètres suivants en ce qui a trait au taux de rendement sur les capitaux propres et la structure du capital d'Énergir :

- un taux de rendement sur l'avoir propre établi à 8,9 %;
- une structure de capital établie à 38,5 % d'avoir propre, de 7,5 % d'actions privilégiées et de 54 % de dette.

[309] En fonction de ces paramètres et en considérant le taux effectif moyen des actions privilégiées du dossier tarifaire 2021-2022 de 5,412 %¹¹⁰ et de 3,970 %¹¹¹ sur la dette, la Régie estime le coût en capital moyen à 5,98 % pour l'année tarifaire 2022-2023.

¹⁰⁸ Pièce [B-0233](#), p. 14.

¹⁰⁹ Dossier R-4156-2021 Phase 2, décision [D-2022-119](#), p. 8, par. 19.

¹¹⁰ Dossier R-4151-2021, pièce [B-0051](#).

¹¹¹ Pièce [B-0088](#).

Considérant la base de tarification établie à 2 619 473 000 \$, l'impact estimé sur les revenus nets d'exploitation représente une baisse de 15,5 M\$¹¹².

[310] **La Régie demande à Énergir de déposer, pour approbation, la mise à jour pour l'année 2022-2023 du taux moyen du coût en capital en fonction des paramètres approuvés dans la décision D-2022-119 et du taux effectif moyen des actions privilégiées ainsi que le coût en capital prospectif au plus tard le 14 novembre 2022, à 12 h.**

127. PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

127.1 BUDGET DU PGEÉ

127.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[311] À titre d'apport financier nécessaire à la réalisation du PGEÉ le Distributeur demande à la Régie d'approuver une augmentation à la marge de 9,3 M \$ du budget global de l'année 2022-2023 par rapport au montant de 33,4 M \$ approuvé au dossier R-4043-2018¹¹³. Conséquemment, le budget global du PGEÉ s'élève à 42,7 M \$ aux fins de l'établissement des tarifs pour l'année 2022-2023, incluant 38,1 M\$ en aides financières et 4,6 M\$ en dépenses d'exploitation¹¹⁴.

[312] Énergir indique que l'ajustement budgétaire global reflète les modifications aux aides financières proposées ainsi que celles approuvées dans des dossiers tarifaires antérieurs depuis l'année 2018-2019. L'augmentation du budget global en 2022-2023 résulte principalement des modifications aux aides financières des sous-volets Encouragement à Implantation VGE – Industriel et Encouragement à Implantation VGE – Institutionnel approuvées antérieurement.

¹¹² Pièce [B-0098](#).

¹¹³ Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 16, tableau 3.

¹¹⁴ Pièce [B-0051](#), p. 8, Tableau 1.

127.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

[313] L'ACIG recommande d'approuver la demande d'augmentation à la marge du budget autorisé dans le dossier R-4043-2018. Toutefois, considérant son ampleur, l'ACIG recommande qu'une étude détaillée sur les résultats des programmes 2018-2023 du PGEÉ, incluant une comparaison avec les prévisions soumises au dossier R-4043-2018, soit déposée lors de la présentation du budget 2024-2026 du PGEÉ.

127.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[314] Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie approuve une augmentation de 9,3 M\$ à la marge du budget 2022-2023 du PGEÉ et, en conséquence, établit le budget global du PGEÉ à 42,7 M\$, aux fins de l'établissement des tarifs pour l'année 2022-2023.

[315] En ce qui a trait à la recommandation de l'ACIG, la Régie jugera lors du prochain dossier tarifaire de la suffisance de la preuve qui sera déposée au soutien de la demande d'Énergir.

127.2 PROGRAMME INNOVATION EFFICACE

127.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[316] Afin de répondre aux enjeux relatés ci-après, Énergir demande à la Régie d'approuver les modifications au programme « Innovation efficace » (le Programme) présentées au tableau suivant :

TABLEAU 20
MODIFICATIONS AU PROGRAMME INNOVATION EFFICACE

Modalités actuelles	Modifications proposées	Principaux impacts anticipés
Admissibles: les organisations établies au Québec.	Admissibles: les organisations établies au Québec ou ailleurs en Amérique du Nord.	<ul style="list-style-type: none"> • Réalisation d'un plus grand nombre de projets d'innovations éventuellement porteurs pour les clients d'Énergir.
Non admissibles: les projets d'innovation initiés par Énergir.	Admissibles: les projets d'innovation répondant aux objectifs du programme, incluant ceux initiés par Énergir.	<ul style="list-style-type: none"> • Les acteurs de marché du Québec et d'ailleurs fédérés autour de projets innovants pour les clients d'Énergir. • Des innovations éventuellement porteuses pour les clients d'Énergir testées beaucoup plus rapidement.

Source : Pièce [B-0051](#), p. 14.

[317] Le Programme vise à favoriser l'innovation dans l'utilisation efficace du gaz naturel, par le biais du développement de nouvelles technologies, de nouveaux systèmes ou encore de nouvelles façons de le consommer. Il permet de dépister des innovations et d'en faire l'expérimentation et la démonstration, tant d'un point de vue technique, économique (rentabilité) que commercial (acceptabilité/maturité). Le Programme offre une aide financière pouvant couvrir jusqu'à 75 % des coûts de réalisation du projet d'innovation, jusqu'à concurrence de 25 000 \$ pour un projet d'expérimentation et de 250 000 \$ pour un projet de démonstration.

[318] Le Programme a fait l'objet d'un rapport d'évaluation au cours de l'année 2020¹¹⁵. Énergir a également approfondi l'analyse effectuée par l'évaluateur en vue de mieux cerner les enjeux qui expliqueraient la faible participation au Programme au cours des cinq dernières années¹¹⁶.

[319] Sur la base de ces travaux, Énergir conclut que les principaux enjeux du Programme découlent d'opportunités manquées, parmi lesquelles la participation à des projets hors Québec ayant des retombées potentielles pour les clients d'Énergir ou encore des projets qui pourraient être initiés par Énergir.

¹¹⁵ [Rapport d'évaluation Innovation efficace](#).

¹¹⁶ Pièce [B-0051](#), p. 12.

[320] Questionnée à cet égard¹¹⁷, Énergir soumet qu'en initiant ces projets en étroite collaboration avec les acteurs de marché, elle pourrait éviter certains freins importants, voire faciliter la réalisation de certains projets d'innovations. À ce titre, Énergir soumet qu'en testant directement des produits ou des solutions disponibles sur le marché, elle pourrait filtrer plus rapidement les mesures et technologies permettant de bonifier les programmes du PGEÉ.

[321] Par ailleurs, selon les modalités du Programme, seule une organisation établie au Québec, autre qu'Énergir, est admissible à une subvention. Les projets appuyés par ce Programme sont sélectionnés à partir d'une série de critères d'évaluation, dont notamment celui relatif au potentiel de marché estimé par rapport à la clientèle du Québec uniquement. Énergir souhaite pouvoir contribuer à des projets d'expérimentation ou de démonstration à l'aide du Programme selon les mêmes critères d'évaluation. Les projets initiés par Énergir seraient situés au Québec seulement, exception faite de la participation financière à un projet d'expérimentation ou de démonstration situé hors du Québec mis en place en collaboration avec d'autres organismes ou distributeurs, ayant pour objectif de tester des technologies efficaces permettant de générer des retombées au Québec.

[322] À titre d'exemple, Énergir n'a pas été en mesure de collaborer à des projets pilotes et de démonstration réalisés aux États-Unis et ailleurs au Canada, pour de nouvelles technologies d'appareils de chauffage à gaz naturel ultra efficaces qui font graduellement leur apparition sur le marché. Énergir indique qu'aucun projet de démonstration au Québec impliquant ces systèmes ne lui a été proposé dans le cadre du Programme¹¹⁸.

[323] En vertu des modalités du Programme, les demandeurs sont libres de présenter de nouvelles technologies ou solutions en efficacité énergétique. Énergir est donc en mode réception et ne guide pas les initiatives qui lui sont soumises afin qu'elles correspondent mieux aux priorités du Programme. Ces initiatives, qui sont sujettes à évoluer, incluent les technologies d'appareils de chauffage ultra efficace, les initiatives liées à l'intégration de l'intelligence numérique, le potentiel des boucles énergétiques et la biénergie efficace.

[324] Par ailleurs, Énergir indique que l'octroi d'une aide financière pour des projets hors Québec est susceptible de générer des retombées importantes pour les consommateurs de gaz naturel du Québec. Ces dernières pourraient se matérialiser notamment en rendant possible ou en accélérant le développement et la commercialisation d'innovations

¹¹⁷ Pièce [B-0137](#), p. 11 à 13, réponses aux questions 5.3 à 5.7.

¹¹⁸ Pièce [B-0189](#), p. 11, réponse à la question 5.2

énergétiques ayant un potentiel de marché et d'économies d'énergie au Québec. Selon Énergir, les retombées pour sa clientèle d'un projet d'expérimentation ou de démonstration réalisé au Québec peuvent être générées à partir d'un projet réalisé à l'extérieur du Québec. Par conséquent, selon Énergir, sa demande de modification est conforme au cadre réglementaire puisqu'utile à l'exploitation de son réseau de distribution.

[325] Énergir précise que le partage des coûts avec ses partenaires serait déterminé pour chaque projet, dans le respect des critères établis par le Programme. Énergir souligne que la présence accrue de partenaires favorise un plus grand partage des coûts et des risques des projets¹¹⁹.

[326] Par ailleurs, Énergir indique que les projets d'innovation initiés par elle seraient soumis aux mêmes conditions et subiraient le même traitement que toute autre demande de subvention dans le cadre du Programme, à l'exception des coûts de main-d'œuvre internes qui ne seraient pas reconnus comme dépenses admissibles. Le Guide du participant du Programme serait modifié en conséquence, notamment la section définissant les critères d'admissibilité¹²⁰.

[327] Énergir précise que l'unité d'affaires Marché du carbone et Efficacité énergétique est responsable de la gestion du Programme. Elle intervient en aval de la phase de recherche et développement, soit à l'étape de la démonstration et de l'expérimentation d'innovation écoénergétique. Énergir ajoute que d'autres unités d'affaires pourraient faire une demande de subvention à l'unité Marché du carbone et Efficacité énergétique. Pour les demandes qui respecteraient les critères d'admissibilité au Programme, l'aide financière serait versée au centre de coût de cette unité d'affaires¹²¹ afin de couvrir des dépenses admissibles réalisées dans le cadre du projet, en excluant le salaire du personnel d'Énergir. L'unité d'affaires assumerait la production des rapports de suivi requis par le Programme. Énergir soumet que le traitement réglementaire des aides financières versées dans le cadre de ces projets serait le même que celui applicable aux autres aides financières du PGEÉ.

[328] Énergir précise que les modifications à ce Programme n'ont pas d'impact sur les modalités d'aide financière et les prévisions autorisées dans la décision D-2019-088 du dossier R-4043-2018.

¹¹⁹ Pièce [A-0064](#), p. 224 et 225.

¹²⁰ [Guide du participant du programme Innovation efficace](#) et pièce [B-0180](#), p. 10, réponse 7.1.

¹²¹ Pièce [B-0137](#), p. 11 et 12, réponse à la question 5.4.

[329] Quant à la proposition de SÉ-AQLPA d'établir des royautés en lien avec les projets financés à l'extérieur du Québec, Énergir précise que les objectifs poursuivis ne concernent pas les royautés sur les ventes des innovations encouragées par le Programme, que celles-ci soient réalisées au Québec ou hors Québec¹²². Énergir souligne qu'en matière d'innovation, les retombés peuvent être importantes, tant pour elle-même que pour ses collaborateurs, mais elles peuvent aussi s'avérer négligeables si la technologie ne présente pas les résultats escomptés. En conséquence, ce contexte ne se prête pas à la comptabilisation de retombées et à la répartition des bénéfices avec des partenaires¹²³.

127.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[330] Le ROEE ne s'oppose pas aux modifications au Programme mais souligne que le Plan directeur consacre un pan entier à l'innovation sous toutes ses formes. Ainsi, l'intervenant recommande d'examiner les possibilités d'harmonisation avec le programme Technoclimat du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN). Il soumet que l'objectif d'harmonisation vise à éliminer des dédoublements et la possibilité de double comptage des économies d'énergie¹²⁴.

[331] SÉ-AQPLA appuie les modifications proposées par Énergir et recommande l'établissement d'un programme de royautés pour les ventes qui seraient associées à des innovations efficaces financées à l'extérieur du Québec. Selon SÉ-AQLPA, contrairement au programme actuel, le succès commercial de ces innovations à l'extérieur du Québec n'entraînerait aucune retombée économique au Québec.

[332] Le GRAME indique être favorable aux modifications proposées au Programme en précisant toutefois que les critères de sélection d'organisations établies ailleurs en Amérique du Nord devraient s'aligner avec les technologies pouvant permettre de bonifier les programmes du PGEÉ.

¹²² Pièce [B-0190](#), p. 16, réponse à la question 3.7.2.

¹²³ Pièce [A-0064](#), p. 218.

¹²⁴ Pièces [C-ROEE-0015](#), p. 23 et [A-0066](#), p. 23.

127.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[333] **Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie approuve les modifications proposées aux modalités du programme « Innovation efficace ».** De plus, la Régie note que les intervenants ne s'opposent pas à cette demande d'Énergir.

[334] Dans la section 16.5.3, la Régie conclut que l'enjeu du double comptage des économies d'énergie est, à toute fin pratique, résolu. Ainsi, elle ne retient pas la suggestion du ROÉÉ visant à examiner les possibilités d'harmonisation avec le programme Technoclimat pour éviter le double comptage.

[335] En ce qui a trait aux royautés proposées par SÉ-AQLPA pour les ventes qui seraient associés à des innovations efficaces financées à l'extérieur du Québec, la Régie est satisfaite des explications présentées par Énergir et retient que cette proposition ne convient pas au contexte d'innovation ni aux objectifs poursuivis par le Programme.

127.3 SOUS-VOLET ÉTUDES DE FAISABILITE VGE

127.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[336] Le sous-volet « Étude de faisabilité VGE » vise à encourager les clients à engager une firme spécialisée, ou à utiliser leurs ressources internes qualifiées, afin de réaliser des études de faisabilité permettant de dépister des opportunités d'efficacité énergétique. L'aide financière peut couvrir jusqu'à 50 % des coûts de réalisation d'une étude de faisabilité, jusqu'à concurrence de 50 000 \$ par numéro de compte et par année financière. Le numéro de compte correspond à une adresse¹²⁵.

[337] Énergir indique que certains clients VGE ont, à une même adresse, de très grands sites qui peuvent être composés de plusieurs bâtiments ou de procédés de production distincts, autant dans leurs aspects techniques que dans leur gestion administrative. Cependant, les modalités actuelles du sous-volet ne permettent pas à ces clients de réaliser plus d'une étude de faisabilité même si elles portent sur des bâtiments ou des procédés distincts qui nécessitent souvent des expertises très différentes. Il en résulte que certaines

¹²⁵ Pièce [B-0051](#), p. 16.

études de faisabilité sont reportées, ce qui occasionne également des délais dans la mise en œuvre d'importants projets potentiels d'économies d'énergie, sans compter l'incompréhension des gestionnaires relative au caractère restrictif des modalités actuelles.

[338] Énergir propose de permettre la réalisation de plus d'une étude de faisabilité admissible aux aides financières du sous-volet « Étude de faisabilité VGE » lorsque les installations du client le justifient. Selon cette proposition, Énergir pourrait accepter plus d'une demande au sous-volet « Étude de faisabilité VGE » pour un même client dans une même année financière. Elle présente des cas de figure d'installations qui justifieraient plus d'une demande d'aide financière par numéro de compte et par année financière.

[339] Elle soumet que les modifications proposées permettront d'éliminer une barrière importante et d'optimiser le nombre de demandes soutenues par le sous-volet « Étude de faisabilité VGE ». Elle précise que l'objectif consiste à offrir aux clients visés un accès plus flexible et mieux adapté à leur réalité afin de générer un plus grand nombre de projets d'efficacité énergétique¹²⁶.

[340] Énergir indique que les modifications aux modalités du sous-volet « Étude de faisabilité VGE » ne modifient pas les prévisions autorisées dans le dossier R-4043-2018 pour l'année 2022-2023.

127.3.2 POSITION DES INTERVENANTS

[341] Le GRAME est d'avis que d'offrir à un client la possibilité de recevoir plus d'une aide financière annuellement contribuera à optimiser le nombre de projets qui pourraient être développés par la suite.

127.3.3 OPINION DE LA REGIE

[342] **Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie autorise la réalisation de plus d'une étude de faisabilité admissible aux aides financières du sous-volet « Études de faisabilité VGE » lorsque les installations du client le justifient.**

¹²⁶ Pièce [B-0189](#), p. 13, réponse à la question 6.1.

127.4 COUVERTURE DES SURCOÛTS PAR LES AIDES FINANCIÈRES ET MISE À NIVEAU DU PGEÉ

127.4.1 POSITION D'ÉNERGIR

[343] Énergir souligne que le surcoût des mesures d'efficacité énergétique peut constituer une barrière majeure à l'implantation des mesures d'économies d'énergie dans tous les secteurs. Cette barrière est mentionnée de manière récurrente dans les rapports d'évaluation des programmes de son PGEÉ. Énergir réitère son souci constant de bien calibrer les aides financières du PGEÉ par rapport aux surcoûts afin d'inciter ses clients à participer aux programmes d'économies d'énergie. Cette calibration est d'autant plus importante dans le contexte où Énergir s'est fixée un objectif ambitieux visant à éviter un million de tonnes de GES au cours de la période 2021-2030 grâce à ses efforts en efficacité énergétique.

[344] À ces fins, Énergir entend entreprendre des travaux au cours de l'année 2022 afin de s'assurer que les aides financières du PGEÉ soient bien calibrées de façon à favoriser l'atteinte de l'objectif de réduction de GES d'ici 2030. Au terme de ces travaux, Énergir pourrait présenter à la Régie des propositions visant à ajuster les modalités d'aide financière pour un ou plusieurs volets de son PGEÉ dans le cadre du dossier tarifaire 2023-2024.

[345] Énergir demande à la Régie de prendre acte du niveau actuel de couverture des surcoûts par les aides financières des volets et sous-volets des programmes du PGEÉ, présenté au tableau 7 de la pièce B-0051¹²⁷.

[346] Au global, Énergir établit à 27,7 % le taux moyen de la couverture des surcoûts par les appuis financiers du PGEÉ. Les taux de couverture des surcoûts par les aides financières pour chaque volet et sous-volet du PGEÉ découlent des données réelles présentées dans le Rapport annuel 2020-2021 du PGEÉ et, le cas échéant, des ajustements aux aides financières approuvées dans le dossier tarifaire 2021-2022.

[347] Par ailleurs, à la demande du MERN, Énergir a préparé des prévisions budgétaires pour la période 2024-2026 dans le cadre du Plan directeur. Considérant la mise à niveau 2026 du Plan directeur, Énergir présentera à la Régie les prévisions budgétaires détaillées du PGEÉ 2024-2026 pour son approbation lors du dossier tarifaire 2023-2024¹²⁸.

¹²⁷ Pièce [B-0051](#), p. 19.

¹²⁸ Pièce [B-0183](#), p. 11, question à la question 4.3.1.

127.4.2 OPINION DE LA REGIE

[348] **Considérant l’objectif d’Énergir de présenter des prévisions budgétaires sur la période 2024-2026 dans le dossier tarifaire 2023-2024, la Régie prend acte du niveau actuel de couverture des surcoûts par les aides financières des volets et sous-volets des programmes du PGEÉ et s’en déclare satisfaite.**

127.5 SUIVI DE LA DÉCISION D-2022-081 PORTANT SUR LE PARTAGE DES ÉCONOMIES D’ÉNERGIE RELATIVES AU PGEÉ

127.5.1 POSITION D’ÉNERGIR

[349] En suivi de la décision D-2022-081¹²⁹, Énergir présente des informations additionnelles sur le partage des économies d’énergie entre les programmes de ses partenaires afin d’éviter le double comptage.

[350] Le Distributeur explique que le double comptage des économies d’énergie pourrait se produire dans le cas où un projet d’efficacité énergétique recevrait une double subvention, soit l’une en provenance d’un programme du PGEÉ d’Énergir et l’autre, en provenance d’un programme du MERN.

[351] Les travaux menés par le MERN et Énergir leur ont permis de constater que le risque de double comptage était concentré sur le programme ÉcoPerformance du MERN et les sous-volets « Encouragement à l’implantation CII et VGE » du programme « Diagnostic et mise en œuvre efficace » d’Énergir.

[352] Énergir et le MERN, accompagnés de la firme Éconoler, ont développé une méthodologie qui vise à déterminer le pourcentage des économies brutes totales à retrancher pour éviter de considérer deux fois les mêmes économies de gaz naturel¹³⁰. Cette méthodologie est explicitée à la pièce B-0173 et a fait l’objet d’une présentation détaillée lors de l’audience.

¹²⁹ Décision [D-2022-081](#), p. 11, par. 37.

¹³⁰ Pièce [B-0173](#) et lors de l’audience, pièces [B-0242](#), et [A-0064](#), p. 158 à 161.

[353] Les résultats découlant de l'application de la méthodologie démontrent que 15 % des économies brutes d'énergie doivent être retranchées de chaque programme dans le cadre de la reddition des comptes du MERN. Ainsi, pour l'année 2020-2021, le MERN a retranché des économies de $1,7 \cdot 10^6 \text{m}^3$ du programme ÉcoPerformance et de $4,7 \cdot 10^6 \text{m}^3$ du programme Diagnostic et mise en œuvre efficace¹³¹.

[354] En ce qui a trait au PGEÉ, Énergir indique que l'effet du double comptage potentiel est déjà pris en compte et contrôlé par le taux d'opportunisme de chaque volet des programmes du PGEÉ.

[355] Ainsi, si un projet d'efficacité énergétique est cofinancé par Énergir et le MERN et que le participant est jugé opportuniste lors de l'évaluation du programme, c'est 100 % des économies qui sont retranchées. Selon Énergir, si l'on appliquait à la fois la réduction de 15 % sur les économies brutes et le taux d'opportunisme, il en résulterait un double retranchement des économies d'énergie visées¹³².

[356] En réponse à une question du ROÉÉ concernant l'harmonisation des sous-volet Encouragement à l'implantation et le programme « ÉcoPerformance », Énergir souligne la complexité d'appliquer l'exclusivité des mesures des sous-volets. De plus, Énergir souhaite éviter des démarches contraignantes et veut s'assurer que ses clients puissent avoir accès au maximum d'aides financières disponibles et réaliser ainsi le plus grand nombre de projets¹³³.

[357] Par ailleurs, Énergir et le MERN se sont engagés à effectuer un suivi régulier des résultats de l'application de la méthodologie et à intégrer les résultats à la reddition de comptes préparée par le MERN, notamment si des changements importants étaient apportés aux modalités d'un des deux programmes. Ils ont convenu d'attendre au printemps 2023 pour refaire l'exercice et mettre à jour les résultats.

¹³¹ Pièce [B-0242](#), p. 5.

¹³² Pièce [B-0173](#), p. 6.

¹³³ Pièce [A-0066](#), p. 23.

127.5.2 POSITION DES INTERVENANTS

[358] La FCEI retire sa demande à Énergir de justifier et clarifier sa proposition, puisqu'elle est satisfaite des explications présentées lors de l'audience¹³⁴.

[359] Le ROEÉ énumère des éléments qu'il considère incertains concernant la méthode de comptabilisation des économies d'énergie présentée par Énergir, notamment qu'une analyse par échantillonnage serait requise ou que le taux d'opportunité de 19,8 % du PGEÉ a été établi en tenant compte de tous les clients qui ont du financement ailleurs¹³⁵.

[360] Le ROEÉ demande à la Régie de ne pas retenir la prétention d'Énergir selon laquelle aucun ajustement n'est requis à son PGEÉ pour éviter le double comptage des économies d'énergie. Le ROEÉ soumet que le taux d'opportunité et le double comptage des économies d'énergie sont complètement distincts et ne doivent pas être confondus.

[361] Le ROEÉ recommande à la Régie d'ordonner un audit indépendant des économies d'énergie réalisées par Énergir depuis l'existence du programme « Diagnostic et mise en œuvre efficaces » et de formuler des recommandations sur le partage des économies d'énergie, le cas échéant. À cet égard, l'intervenant reconnaît que la collaboration du MERN serait nécessaire pour la réalisation d'un tel audit.

[362] Par ailleurs, l'intervenant est d'avis que l'enjeu du double comptage des économies d'énergie pourrait être résolu en invitant les participants à choisir de participer exclusivement aux programmes d'Énergir ou au programme « EcoPerformance ».

[363] SÉ-AQPLA recommande de prendre acte du suivi de la décision D-2022-081¹³⁶.

¹³⁴ Pièce [C-FCEI-0030](#), p. 9.

¹³⁵ Pièce [C-ROEÉ-0031](#), p. 8 et 9.

¹³⁶ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0031](#), p. 19.

127.5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[364] La Régie juge que la méthodologie développée par Énergir conjointement avec le MERN et la firme Éconoler, présentée dans la section 16.5.1, permet de répondre à ses interrogations quant au partage des économies d'énergie afin d'éviter le double comptage.

[365] **Par conséquent, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2022-081 (par. 37) et s'en déclare satisfaite.**

128. COMPTES D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP) ET AU SOUTIEN SOCIAL (CASS)

128.1 LE CASEP

[366] Le CASEP est un programme qui vise à faciliter les efforts d'Énergir à déplacer des énergies plus polluantes par du gaz naturel afin de réduire les émissions de GES dans les marchés résidentiel et affaires¹³⁷.

[367] Le CASEP subventionne les remplacements d'équipements au mazout et à électricité-mazout (biénergie). Pour les systèmes biénergie, seules les conversions impliquant le remplacement de l'électricité-mazout par l'électricité-gaz naturel sont présentement admissibles. L'énergie déplacée sera principalement du mazout n° 2, bien que les énergies admissibles au CASEP incluent les distillats pétroliers moyens et lourds, le bois et le charbon.

128.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[368] Pour 2022-2023, Énergir entend poursuivre les mêmes priorités que par le passé, soit la densification du réseau par l'ajout de clients et la réalisation de projets d'extensions de réseau de moins de 4 M\$.

¹³⁷ Les modalités du CASEP sont approuvées par la décision [D-2020-145](#), rendue dans le dossier R-4119-2020.

[369] Au présent dossier, Énergir ne demande pas l'inclusion d'un montant de 1 M\$ à son coût de service de l'année 2022-2023 pour le CASEP. Toutefois, elle demande la reconduction du CASEP pour l'année 2022-2023 puisqu'il existe toujours un potentiel de conversion vers le gaz naturel, particulièrement pour les installations au mazout léger au marché affaires.

[370] Pour 2022-2023, Énergir prévoit verser 512 222 \$ en subvention. Les versements prévus représentent l'addition de projets de conversion pour 338 nouveaux clients, soit un volume de gaz naturel de 2 093 012 m³. Ce volume équivaut à 2 181 305 litres de mazout n^o2, ce qui permet de déplacer 2 011 t CO₂ eq.¹³⁸.

[371] En tenant compte du solde prévu au 30 septembre 2022, l'utilisation du CASEP porte le montant disponible à 1 603 268 \$ pour l'année 2022-2023.

[372] Par ailleurs, dans sa décision D-2021-140, la Régie demande à Énergir de présenter, dans le dossier tarifaire 2022-2023, un suivi sur la cohérence entre les conversions admissibles du CASEP, pour le mazout et la biénergie, et les politiques énergétiques du gouvernement¹³⁹.

[373] Dans le cadre de sa réflexion, Énergir exclura les conversions résidentielles pour l'année 2022-2023. Elle précise que cette approche vise à arrimer ses pratiques avec les orientations gouvernementales et sa vision Cap sur 2030, ainsi qu'à soutenir ses efforts dans le cadre de l'entente de collaboration relativement au projet favorisant la décarbonation dans le chauffage des bâtiments grâce à la biénergie électricité-gaz naturel.

128.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

[374] SÉ-AQLPA recommande d'accueillir la reconduction du CASEP.

¹³⁸ Pièce [B-0069](#), p. 3, 6 et 9.

¹³⁹ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 87, par. 360.

128.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[375] **Le Régie autorise la reconduction des volets mazout et biénergie du CASEP pour les marchés autres que résidentiel pour l'année 2022-2023. Elle prend acte du suivi à la décision D-2021-141 (par. 360) et s'en déclare satisfaite.**

128.2 LE CASS

128.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[376] Dans le cadre du dossier R-4151-2021, OC proposait la mise en place de mesures de soutien à la clientèle pour faire face à la hausse tarifaire, notamment par l'élargissement de l'admissibilité aux programmes visant le soutien aux ménages à faible revenu dans le cadre du CASS et des programmes en efficacité énergétique.

[377] À cet égard, dans sa décision D-2021-140¹⁴⁰, la Régie prenait acte de l'intention d'Énergir d'inclure l'élargissement de l'admissibilité au CASS comme sujet de discussion dans le cadre de son processus de consultation règlementaire (PCR). Par la même occasion, elle lui demandait d'inclure à la discussion le volet « Soutien aux ménages à faible revenu » du PGEÉ considérant que les seuils d'admissibilité avaient été arrimés dans le dossier tarifaire 2020-2021¹⁴¹.

[378] En suivi de cette décision, le Distributeur est d'avis que le CASS doit en premier lieu bénéficier aux ménages à faible revenu et qu'un élargissement trop grand de l'admissibilité au programme pourrait épuiser le solde de l'enveloppe annuelle disponible de 250 000 \$, au détriment des ménages à faible revenu.

[379] Cependant, Énergir comprend que les circonstances économiques actuelles et l'augmentation de ses tarifs entraînent des effets néfastes sur la situation financière de certains clients. Ainsi, elle propose d'élargir l'admissibilité au CASS de façon temporaire pour 2022-2023, en appliquant une majoration supplémentaire de 20 % sur le seuil de 15 % présentement utilisé pour accéder au CASS. Ainsi, pour un ménage de deux personnes

¹⁴⁰ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 87, par. 361 et 362.

¹⁴¹ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-158](#), p. 24, par. 80.

ayant un revenu total de 42 930 \$, le seuil d'admissibilité au CASS passerait de 49 370 \$ à 59 243 \$¹⁴².

[380] Le Distributeur est d'avis que l'élargissement proposé répond aux préoccupations d'OC tout en limitant l'accès au programme CASS à des clients qui sont réellement dans le besoin. Il précise qu'une réévaluation sera faite au dossier tarifaire 2023-2024 en fonction du contexte qui prévaudra à ce moment et mentionne que si une reconduction de l'élargissement est alors proposée, il en fera la demande à la Régie.

[381] Enfin, Énergir souhaite poursuivre l'arrimage entre les programmes du CASS et du PGEÉ de sorte que la majoration proposée de 20 % du seuil actuel du CASS soit également utilisée pour le PGEÉ.

128.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[382] OC appuie la proposition d'Énergir d'élargir temporairement l'admissibilité au CASS, soit par une majoration supplémentaire de 20 % au seuil de 15 % actuellement utilisé.

128.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[383] Dans sa décision D-2019-141¹⁴³, la Régie retenait que la qualification au CASS était basée sur le revenu total selon l'indice des ménages à faible revenu de Statistique Canada, majoré de 15 %. Au présent dossier, la Régie comprend que la proposition temporaire d'Énergir se traduit par une majoration du revenu total de 38 %.

[384] La Régie est d'avis que l'élargissement temporaire proposé permettra d'aider un plus grand nombre de clients à faire face au contexte économique actuel, tout en limitant l'accès au CASS à la clientèle visée.

¹⁴² Pièce [B-0070](#), p. 5.

¹⁴³ Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 120, par. 512.

[385] Pour ces motifs, la Régie approuve l'élargissement temporaire, pour l'année 2022-2023, du seuil d'admissibilité au CASS, tel que proposé par Énergir.

[386] Dans sa décision D-2020-158¹⁴⁴, la Régie s'était déclarée satisfaite de la proposition d'Énergir d'arrimer les programmes du CASS et le volet « ménages à faible revenu » du PGEÉ, permettant ainsi à davantage de clients de se qualifier pour les deux programmes.

[387] Conséquemment, la Régie prend acte de l'arrimage des programmes du CASS et du PGEÉ avec le nouveau seuil du CASS, soit une majoration supplémentaire de 20 % au seuil de 15 % actuellement utilisé.

128.3 BUDGET ANNUEL ET TRAITEMENT COMPTABLE DU CFR CASS

128.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[388] Énergir propose de maintenir l'enveloppe budgétaire annuelle du CASS à 250 000 \$ jusqu'en 2025, date à laquelle il est prévu de revoir la formule paramétrique¹⁴⁵. À cet effet, puisque le budget du CASS est inclus dans le point de départ de la formule paramétrique, un arrêt de contribution ne viendrait pas réduire le coût de service de la clientèle du même montant.

[389] Toutefois, considérant l'importance du solde accumulé au CFR CASS en date du 30 septembre 2021, Énergir propose de le remettre à la clientèle dans les tarifs du présent dossier. En tenant compte des intérêts capitalisés en cours d'exercice, les clients bénéficieront d'une remise de 677 028 \$ en 2022-2023¹⁴⁶.

[390] Le Distributeur précise que, pour chaque exercice financier, les écarts budgétaires du CASS seront comptabilisés au CFR CASS maintenu hors-base et portant intérêt au coût moyen pondéré du capital, comme c'est le cas actuellement. Toutefois, il propose une modification au traitement comptable afin que le solde de chacun de ces CFR CASS soit

¹⁴⁴ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-158](#), p. 24, par. 83.

¹⁴⁵ Pièce [B-0070](#), p. 7 et décision [D-2022-025](#), p. 19, par. 80.

¹⁴⁶ Pièce [B-0070](#), p. 7.

automatiquement intégré à la base de tarification dans le deuxième exercice subséquent pour être remis à la clientèle, le cas échéant.

128.3.2 POSITION DES INTERVENANTS

[391] OC appuie la proposition d'Énergir d'intégrer le solde accumulé du CFR CASS de 677 028 \$ à la base de tarification et de l'amortir sur un an au présent dossier¹⁴⁷.

[392] Cependant, l'intervenante s'inquiète du fait que ce solde accumulé semble indiquer que des clients admissibles ne profitent pas du CASS, faute d'avoir été identifiés comme ménages à faible revenu. OC demande à Énergir de continuer à mettre en place des mesures pour que le personnel affecté au recouvrement puisse détecter rapidement les personnes admissibles au CASS et que dès les premiers contacts, il leur soit proposé tout l'éventail des ententes disponible. Enfin, elle propose de rendre l'information du CASS plus accessible sur le site internet d'Énergir.

128.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[393] La Régie note que le CASS a pour objectif de permettre aux ménages à faible revenu de bénéficier d'une aide lorsque ceux-ci éprouvent des difficultés de paiement. Or, la Régie constate que l'enveloppe annuelle n'atteint jamais le montant maximal autorisé de 250 000 \$. Dans ces circonstances, la Régie juge qu'il est approprié de modifier le traitement comptable du CFR CASS. Elle retient également les suggestions d'OC.

[394] Considérant ce qui précède, la Régie approuve les modifications apportées au solde du CFR CASS, telles que proposées par Énergir. De plus, elle lui demande de mettre en place des mesures supplémentaires afin de détecter plus rapidement les ménages qui sont admissibles au CASS et de leur proposer l'ensemble des ententes disponibles en fonction de leurs besoins.

[395] La Régie encourage également Énergir à échanger avec OC sur la possibilité de rendre l'information relative au CASS plus accessible sur son site internet de manière à faciliter sa consultation par la clientèle visée.

¹⁴⁷ Pièce [C-OC-0020](#), p. 3.

129. STRATÉGIE D'ACHATS DES DROITS D'ÉMISSION DE GES POUR LA PÉRIODE DE CONFORMITÉ 2024-2026

129.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[396] Énergir demande à la Régie d'approuver sa proposition de révision relative à sa stratégie d'achats des droits d'émission de GES autorisée pour la période de conformité 2024-2026.

[397] Au soutien de sa demande¹⁴⁸, Énergir rappelle les stratégies d'achat autorisées par la Régie pour les périodes de conformité 2021-2023 et 2024-2026. Elle présente également un état de couverture des émissions de GES par rapport aux stratégies d'achats autorisées ainsi que l'évolution du contexte de marché, qui se caractérise par une croissance rapide et soutenue des prix.

[398] Selon Énergir, cette évolution du contexte en 2021 et jusqu'à maintenant en 2022 suscite plusieurs questions, notamment à l'égard de la stratégie d'achats à prioriser pour la période de conformité 2024-2026, alors que les prix des unités d'émission ont évolué de façon très différente de celle qui était anticipée au moment où la Régie a rendu sa décision D-2020-158 en novembre 2020¹⁴⁹.

[399] Dans ce nouveau contexte, Énergir indique qu'il est pertinent de déterminer si les hausses de prix observées récemment sont susceptibles de se maintenir à l'horizon 2026 et, conséquemment, leurs impacts potentiels sur le coût global de conformité pour la période 2024-2026. À cette fin, Énergir a fait appel à ses fournisseurs California Carbon.info (CCI) et ClearBlue Markets (CBM) afin d'obtenir des prévisions de prix des unités d'émission pour la période 2022 à 2026.

[400] L'analyse menée par Énergir lui permet de connaître sur les tendances générales qui pourront guider le choix de la stratégie d'achats à privilégier pour la période de conformité 2024-2026. Les stratégies d'achats envisagées sont présentées sous pli confidentiel¹⁵⁰.

¹⁴⁸ Pièce [B-0072](#).

¹⁴⁹ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-158](#), p. 30, par. 110.

¹⁵⁰ Pièce B-0071 (déposée sous pli confidentiel).

[401] Énergir soumet que la révision proposée à la stratégie d'achats des droits d'émission de GES pour la période de conformité 2024-2024 lui permet de satisfaire à ses obligations en la matière, tout en limitant l'impact sur la facture de ses clients ainsi que sur la position concurrentielle du gaz naturel.

129.2 OPINION DE LA RÉGIE

[402] **La Régie est satisfaite de la preuve déposée au soutien de la demande d'Énergir et approuve la révision à la stratégie d'achats relative au SPEDE autorisée pour la période 2024-2026, telle que proposée.**

130. INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE ET CONDITIONS D'ACCÈS AU TROP-PERCU

130.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[403] Dans sa décision D-2021-140¹⁵¹, la Régie déterminait que 2021-2022 serait la dernière année d'application d'un indice des émissions de GES. À cette fin, la Régie demandait à Énergir de revoir la pondération des autres indices de qualité de service dans la cadre du présent dossier.

[404] En suivi de cette décision, Énergir propose d'établir la pondération aux indices de qualité de service en fonction de celle proposée au dossier tarifaire 2019-2020. Ainsi, comparativement à la pondération approuvée dans la décision D-2021-140, seul l'indice *Satisfaction de la clientèle VGE* serait modifié pour l'établir à 15 %¹⁵².

[405] Énergir précise que les explications sur la méthode utilisée pour fixer la pondération des indices présentés antérieurement demeurent toujours valides. Elle avait alors évalué les

¹⁵¹ Dossier R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 95, par. 403.

¹⁵² Pièce [B-0116](#), p. 5 et dossier R-4076-2018, pièce [B-0183](#), p. 5.

coûts et conséquences pour le Distributeur et la clientèle, en fonction de chacun des indices de qualité de service¹⁵³.

[406] Plus spécifiquement pour la procédure de recouvrement et d'interruption de service, entre le 15 novembre et le 15 mars de l'année suivante, Énergir présente la procédure de recouvrement qu'elle s'engage à respecter (Procédure volontaire), et qui comporte plus d'étapes que celles prévues aux CST.

[407] Ainsi, advenant un manquement à la Procédure volontaire n'ayant pas causé de préjudice au client et qu'Énergir détectait l'erreur et rétablissait l'alimentation en gaz naturel à l'intérieur d'un délai de 48 heures suivant l'interruption, ce cas ne serait pas comptabilisé comme un manquement de la part d'Énergir. L'interruption serait présumée « sans préjudice » si le client ne déposait pas de plainte ou de commentaire au Bureau du coordonnateur aux plaintes d'Énergir ou une demande auprès du service des réclamations d'Énergir.

130.2 POSITION DES INTERVENANTS

[408] L'ACEFQ est préoccupée par l'atteinte, année après année, d'un pourcentage de réalisation global de 100 % permettant à Énergir de conserver sa part des excédents de rendement selon le mode de partage. Elle soumet que la pondération des indices proposée est inadéquate et recommande d'adopter une pondération différente de celle suggérée par Énergir¹⁵⁴. À cet égard, l'intervenante est d'avis que les indices de qualité de service devraient également inciter Énergir à améliorer la qualité du service et non seulement à la maintenir.

[409] L'ACEFQ propose également de resserrer la formulation de la procédure de recouvrement destinée à la clientèle domestique lors de la période hivernale. Elle considère très improbable qu'une interruption de service effectuée en période hivernale ne cause aucun préjudice au client concerné. En conséquence, elle demande que tous les manquements à la procédure de recouvrement et d'interruption de service soient comptabilisés, sans exception.

¹⁵³ Dossier R-4076-2018, pièce [B-0183](#), Annexe 1, p. 6 à 8, et Annexe 4.

¹⁵⁴ Pièces [C-ACEFQ-0026](#), p. 6 et 7, [C-ACEFQ-0028](#) p. 3 à 5 et [A-0066](#), p. 173 à 180.

130.3 OPINION DE LA RÉGIE

[410] En raison de la présence des différents mécanismes de traitement règlementaire instaurés depuis plusieurs années, la Régie ne partage pas la préoccupation de l'ACEFQ quant à l'atteinte d'un pourcentage de réalisation global de 100 % à chaque année. La Régie est plutôt rassurée qu'Énergir maintienne un haut niveau de qualité du service.

[411] La Régie rappelle que les indices de qualité de service ont pour objectif de maintenir la qualité du service de distribution en favorisant une gestion prudente des dépenses. Dans ce contexte, les indices de qualité n'ont pas comme objectif d'inciter Énergir à améliorer la qualité du service.

[412] La Régie note que la pondération des indices proposée par Énergir est basée sur une évaluation qui tient compte des coûts et des conséquences pour le Distributeur et la clientèle. Dans sa décision D-2019-141¹⁵⁵, la Régie se déclarait satisfaite dans l'ensemble de cet exercice.

[413] Par ailleurs, considérant que la procédure de recouvrement en période hivernale décrite au présent dossier est identique à celle examinée dans le dossier R-4076-2018 et plus contraignante que la procédure prévue dans les CST, la Régie maintient l'exception présentée au paragraphe 407 de la présente décision.

[414] **Par conséquent, la Régie approuve la pondération des indices de qualité de service telle que présentée à la page 5 de la pièce B-0116.**

131. ÉTUDE D'ALLOCATION DU COÛT DE SERVICE

131.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[415] Énergir présente une étude d'allocation du coût de service réalisée conformément à la méthode retenue dans la décision D-2016-100 et établie à partir des données financières approuvées au dossier tarifaire 2021-2022 (l'Étude). Mis à part quelques modifications

¹⁵⁵ Dossier R-4076-2018, Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 130.

décrites ci-après, le Distributeur indique que les informations présentées dans l'Étude sont comparables à celles de l'année 2019-2020, déposées dans le cadre du dossier tarifaire 2020-2021.

[416] Depuis l'Étude de l'année 2019-2020, deux facteurs d'allocation ont été retirés ou modifiés et de nouveaux coûts et revenus, de même que les facteurs d'allocation afférents, ont été ajoutés en fonction des décisions de la Régie.

[417] En suivi de la décision D-2020-047¹⁵⁶, aux fins de répartir les coûts non classifiés, Énergir a ajusté le facteur CAU (capacité attribuée et utilisée) pour exclure la longueur des conduites de Champion Pipeline du calcul des coûts des conduites de transmission .

[418] En suivi de la décision D-2021-109¹⁵⁷, Énergir a remplacé le facteur d'allocation FB01TN par le facteur FB01DN afin d'allouer les coûts des conduites de Champion Pipeline non seulement aux clients du service de transport de la zone Nord, mais également aux clients de cette zone qui fourniraient leur propre service de transport. Ce facteur exclut les volumes des clients de la zone Nord qui s'approvisionnent auprès de producteur de la zone Nord. Quant aux autres changements à l'allocation des coûts approuvés dans la décision D-2021-109, Énergir précise qu'ils ne sont pas intégrés à l'Étude puisque ces changements n'ont pas été considérés dans l'établissement du dossier tarifaire 2021-2022.

[419] En suivi de la décision D-2021-158¹⁵⁸, Énergir a ajouté les facteurs d'allocation présentés au tableau suivant :

¹⁵⁶ Dossier R-3867-2013, décision [D-2020-047](#), p. 50, par. 190.

¹⁵⁷ Dossier R-3867-2013, décision [D-2021-109](#), p. 118, par. 520.

¹⁵⁸ Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), par. 221, 258, 259, 278 et 605.

TABLEAU 21
ÉTUDE 2021-2022 : FACTEURS D'ALLOCATION AJOUTÉS

Coûts et revenus	Description	Facteurs d'allocation
Fourniture GNR	Ajout de facteurs pour allouer les coûts et les revenus de GNR fonctionnalisés au service de fourniture.	Coûts : FB01F-GNR Revenus : FB07F-GNR
Fourniture gaz naturel traditionnel	Ces facteurs remplacent ceux des rubriques « Fourniture » de l'étude 2019-2020 afin de distinguer les données de gaz naturel traditionnel de celles du GNR.	Coûts : FB01F Revenus : FB07F
Contribution au verdissement du réseau gazier	Ajouts de facteurs pour allouer les coûts et revenus associés au surcoût du GNR vendu en deçà du seuil du Règlement GNR.	Coûts : FB01F-GNRINV Revenus : FB07F-GNRINV
SPEDE gaz naturel renouvelable	Ajout de facteurs pour allouer les coûts et les revenus de GNR fonctionnalisés au service de SPEDE.	Coûts : FB01S-GNR Revenus : FB07S-GNR
SPEDE gaz naturel traditionnel	Ces facteurs remplacent ceux des rubriques « SPEDE » de l'étude 2019-2020 afin de distinguer les données de gaz naturel traditionnel de celles du GNR.	Coûts : FB01S Revenus : FB07S

[420] Énergir propose, de manière permanente et dans un souci d'allègement réglementaire, de produire l'exercice d'allocation des coûts à une fréquence bisannuelle. Énergir soutient que cet outil permet à la Régie d'avoir une vision à long terme sur les tarifs et les niveaux d'interfinancement. Le Distributeur est d'avis qu'il s'agit d'un exercice pertinent et utile qui ne nécessite pas une mise à jour annuelle¹⁵⁹.

¹⁵⁹ Pièce [B-0063](#), p. 6.

131.1.1 RÉSULTATS

[421] Le tableau suivant présente un sommaire des résultats de l'étude d'allocation des coûts en termes de ratios revenus/coûts.

TABLEAU 22
ÉTUDE 2021-2022 : SOMMAIRE DES RÉSULTATS - RATIO REVENUS/COÛTS (EN %)

Ratio Revenus/coûts (%) Par tarif	Fourniture	Transport	Équilibrage	SPEDE	Distribution	
					BASETARD	REVNETD
D ₁ Petit	100,2	100,4	97,1	99,9	97,7	98,1
D ₁ Grand	100,2	100,4	102,6	99,9	147,7	135,4
D ₃	100,5	101,5	96,1	100,3	113,3	110,5
D ₄	98,8	99,3	107,7	100,2	61,6	66,4
D ₅ volet A	98,6	101,9	38,3	100,3	12,6	15,1
D ₅ volet B	98,7	102,5	56,6	100,0	28,8	33,4
D _R	N/A	N/A	N/A	N/A	100,00	100,00

Source : Tableau préparé par la Régie à partir de données provenant de la pièce B-0130, pages 7 à 15.

131.1.2 TABLEAU DE FONCTIONNALISATION PAR TARIF SÉPARÉ EN COÛTS FIXES ET VARIABLES

[422] Énergir présente la fonctionnalisation par tarif séparé entre coûts fixes et variables. Les coûts variables varient uniquement en fonction des volumes, c'est-à-dire des coûts qui ne sont plus encourus lorsqu'un client diminue ou cesse ses retraits. Les coûts fixes demeurent invariables en fonction des volumes.

[423] La méthodologie suivie par Énergir consiste à ressortir tous les éléments du budget qui composent les coûts de distribution et de les segmenter selon qu'ils soient 100 % variables ou 100 % fixes, ou ayant une portion fixe et une portion variable.

TABLEAU 23
ÉTUDE 2021-2022 : FONCTIONNALISATION PAR TARIF
SÉPARÉ EN COÛTS FIXES ET VARIABLES

Par tarif	Coûts de distribution fixes		Coûts de distribution Variables		Coûts totaux \$
	Fixes (\$)	%	Variables (\$)	%	
D ₁	412 097 097	91,7	37 303 794	8,3	449 400 891
D ₃	12 690 604	80,1	3 146 033	19,9	15 836 637
D ₄	117 561 268	80,8	27 846 675	19,2	145 407 943
D ₅	35 668 461	94,7	2 001 024	5,3	37 669 485
D _R	2 037 644	98,0	40 945	2,0	2 078 589
Total	580 055 074	89,2	70 338 471	10,8	650 393 545

Source : tableau préparé par la Régie à partir des données d'Énergir à la pièce [B-0130](#), Annexe 5.

131.2 SUIVI DE LA BASE DE DONNÉES COMPTABLES

[424] Énergir rappelle que, dans sa décision D-2020-145¹⁶⁰, la Régie jugeait pertinent d'attendre la mise en place de la nouvelle solution informatique de planification des ressources avant de procéder au développement et à la mise en œuvre de la solution retenue pour la base de données comptables (BDC).

[425] Dans l'attente de cette mise en œuvre, Énergir indique avoir élaboré une solution temporaire d'ici à ce que la validation de la faisabilité d'intégration des données de l'ingénierie et de la BDC dans la solution S/4HANA soit complétée. Ainsi, le Distributeur indique qu'il a mis à jour la BDC jusqu'à l'année financière 2020-2021 et qu'il poursuivra ces mises à jour lors des prochains exercices d'allocation des coûts.

131.3 OPINION DE LA RÉGIE

[426] La Régie est d'avis que l'Étude déposée par Énergir reflète les décisions rendues en matière d'allocation des coûts.

¹⁶⁰ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 103.

[427] La Régie note qu'Énergir a élaboré une solution temporaire d'ici à ce que soit complétée la validation de la faisabilité d'intégration des données de l'ingénierie et de la BDC dans la solution S/4HANA.

[428] La Régie partage l'avis d'Énergir selon lequel l'Étude constitue un outil permettant d'avoir une vision à long terme sur les tarifs et les niveaux d'interfinancement, mais qu'elle ne nécessite pas une mise à jour annuelle.

[429] **La Régie prend acte de la mise à jour de l'étude d'allocation du coût de service déposée par Énergir et s'en déclare satisfaite. Elle prend acte du suivi de la base de données comptables et autorise Énergir à produire l'exercice d'allocation des coûts à une fréquence bisannuelle.**

[430] La prochaine étude d'allocation du coût de service sera donc déposée dans le dossier tarifaire 2024-2025 et sera établie sur la base des données de l'année tarifaire 2023-2024. À cet égard, la Régie s'attend à ce que l'ensemble des facteurs d'allocation approuvés dans la phase 2 du dossier R-3867-2013 y soient reflétés.

132. FONCTIONNALISATION DES COÛTS

132.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

132.1.1 COÛTS RELIÉS À L'ÉMISSION DE GES DU GNR

[431] Dans sa décision D-2021-158¹⁶¹, la Régie demande à Énergir plusieurs suivis, dont les suivis E5 et E6 liés aux coûts du SPEDE relatifs aux volumes de GNR et à leur facturation¹⁶².

[432] En ce qui a trait à l'état d'avancement des travaux requis pour la mise en œuvre du nouveau tarif SPEDE du GNR (suivi E5), Énergir indique que le développement informatique devrait s'amorcer en cours d'année et être opérationnel en octobre 2023.

¹⁶¹ Dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#). Voir la section [SPEDE](#) de l'Annexe 1 pour plus de détails à ce sujet.

¹⁶² Pièce [B-0120](#), p. 4 et 5.

[433] Quant à l'année à laquelle les coûts de SPEDE associés au GNR atteindront 50 000 \$ (suivi E6), Énergir présente une estimation des coûts totaux du SPEDE sur un horizon de quatre ans. Elle prévoit que ces coûts atteindront 50 000 \$ en 2024-2025. Son estimation repose sur les hypothèses portant sur les éléments suivants¹⁶³ :

- prix théorique d'acquisition des nouveaux droits;
- facteurs d'émission selon le RDOCÉCA;
- facteur de correction de température;
- facteurs d'émission corrigés;
- prix théorique corrigé d'acquisition des nouveaux droits.

132.1.2 CONTRIBUTION GES

[434] La Contribution GES, au montant de 1,9 M\$, est calculée en utilisant les volumes convertis projetés pour 2022-2023 et la grille des taux détaillée à la section 8.2 de la pièce B-0034 déposée dans le dossier R-4169-2021¹⁶⁴. Comme prévu à l'Entente de collaboration entre Énergir et Hydro-Québec, les taux de la grille sont indexés de 2 % à compter du 1^{er} janvier 2023. Considérant que les volumes convertis par client ne dépassent pas 4 380 m³, Énergir précise que seulement le premier palier de la grille a été utilisé.

[435] Énergir propose d'utiliser la proportion des taux par service sur le taux total de la grille pour fonctionnaliser le montant total de la Contribution GES par service. Le tableau suivant présente la proposition d'Énergir.

¹⁶³ Pièces B-0119, p. 6, déposée sous pli confidentiel et [B-0120](#), p. 6.

¹⁶⁴ Dossier R-4169-2021 Phase 1, pièce [B-0034](#), p. 43 à 46.

TABLEAU 24
FONCTIONNALISATION DE LA CONTRIBUTION GES POUR 2022-2023

Fonctionnalisation de la contribution GES	Distribution	Transport	Équilibrage	Total
Volume converti projeté (10 ³ m ³)				6 301
Taux selon l'Entente de collaboration (¢/m ³)	23,284	2,482	3,100	28,965
Montant de la Contribution GES (000 \$)	1 496	159	198	1 853

Source : Pièces B-0112 et [B-0120](#), p. 8.

132.2 POSITION DES INTERVENANTS

[436] L'ACIG s'oppose à la socialisation des coûts liés à la biénergie car les coûts de décarbonation du secteur du bâtiment s'ajoutent aux coûts de décarbonation que supportent les clients industriels dans le cadre de leurs activités, alors qu'ils ne contribuent pas aux GES dans le secteur du bâtiment.

[437] L'ACIG recommande que les pertes de revenus liées à la biénergie estimées à 464 000 \$ pour 2022-2023 soient transférées dans un CFR jusqu'à ce qu'une formation soit saisie de la socialisation de ces pertes de revenus.

[438] La FCEI soumet que le passage d'un client à la biénergie entraîne une baisse des revenus de transport, mais n'a pas d'impact significatif sur le tarif de transport. Ainsi, la perte de revenus de transport s'accompagne d'un transfert à peu près équivalent de coûts des outils de transports vers l'équilibrage. En conséquence, la FCEI recommande que la portion de la Contribution GES associée à la perte de revenus de transport soit fonctionnalisée à l'équilibrage.

[439] Dans le cadre du dossier R-4169-2021, Énergir avait annoncé son intention de soumettre au présent dossier les facteurs d'allocation des coûts pour la répartition des revenus découlant de la Contribution GES. Cette intention était d'ailleurs relatée par la Régie dans sa décision D-2022-061¹⁶⁵.

¹⁶⁵ Dossier R-4169-2021, décision [D-2022-061](#), p. 160, par. 565.

[440] De plus, Énergir soumet que la fonctionnalisation proposée au présent dossier est équitable. Elle demande donc à la Régie de rejeter la recommandation de l'ACIG.

[441] Énergir reconnaît qu'un changement dans sa proposition de fonctionnalisation de la Contribution GES est nécessaire et appuie en ces termes la proposition de la FCEI :

« Le montant de la Contribution GES alloué au service de transport aurait plutôt dû être appliqué au service de l'équilibrage en vertu de la méthode de fonctionnalisation des coûts d'approvisionnement approuvée par la Régie dans la décision D-2021-109. Compte tenu de la faible importance relative de cette modification, Énergir prend note de la modification et l'appliquera au moment de la mise à jour de la Cause tarifaire à la suite de la décision sur le fond de la Régie dans le cadre du présent dossier »¹⁶⁶.

132.3 OPINION DE LA RÉGIE

[442] **La Régie prend acte des suivis E5 et E6 de la décision D-2021-158 et s'en déclare satisfaite.**

[443] Dans sa décision D-2022-061, la Régie précisait que c'est lors de l'examen d'un dossier tarifaire que le montant de la Contribution GES sera établi sur la base des prévisions de volumes de gaz naturel convertis qui seront jugées plausibles et raisonnables¹⁶⁷.

[444] À la suite de son examen, la Régie juge que la prévision des volumes de gaz naturel convertis établie par Énergir pour l'année 2022-2023, soit 6 301 10³m³, est plausible et raisonnable. Elle juge également que le calcul de la Contribution GES, au montant de 1,9 M\$, est conforme à la grille des taux approuvée dans sa décision D-2022-061. Conformément à la méthode d'établissement reconnue par la Régie, ce montant sera ajusté ultérieurement selon les volumes réels de gaz naturel convertis. **En conséquence, la Régie établit le montant prévisionnel de la Contribution GES à 1,9 M\$ pour l'année 2022-2023.**

¹⁶⁶ Pièce [B-0185](#), p. 37 et 38, réponse à la question 9.3.

¹⁶⁷ Dossier R-4169-2021, décision [D-2022-061](#), p. 150, par. 516.

[445] Par ailleurs, dans sa décision D-2022-061, la Régie retenait que les facteurs d'allocation des coûts pour la répartition des revenus découlant de la Contribution GES seraient examinés dans le cadre du présent dossier.

[446] À cet égard, la Régie réitère sa conclusion énoncée au paragraphe 511 de la décision D-2022-061 dans laquelle elle indiquait qu'elle souscrivait aux propos d'un intervenant selon lesquels il est normal que chaque client fasse sa part dans l'atteinte des objectifs dont la société s'est dotée, qu'il s'agisse de la réduction des émissions de GES ou d'autres dépenses à caractère sociétal.

[447] Conséquemment, la Régie approuve la fonctionnalisation de la Contribution GES entre les services de distribution et d'équilibrage, selon la proposition d'Énergir citée au paragraphe 441 de la présente décision.

[448] La Régie note qu'Énergir entend appliquer la modification proposée lors de la mise à jour de l'information relative au revenu requis et à l'ajustement tarifaire prévu à la section 8.5 de la présente décision.

133. TARIF DE RÉCEPTION 2021-2022 POUR CTBM

133.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[449] Le projet d'injection de GNR du client CTBM étant entré en service le 25 août 2022 et les coûts étant maintenant connus, Énergir est donc en mesure de calculer les taux du tarif de réception applicables à ce point d'injection.

[450] Conformément à l'article 15.5.2 des CST qui prévoit que les taux du tarif de réception peuvent être ajustés périodiquement pour refléter le coût réel, Énergir demande à la Régie d'approuver, à compter du 25 août 2022, le tarif de réception proposé pour le reste de l'année tarifaire 2021-2022 pour le point de réception CTBM, tels que présentés au tableau suivant.

TABLEAU 25
TAUX AU POINT DE RÉCEPTION CTBM POUR 2021-2022

Portion Fixe	CMC	Coûts	Tarif
Taux unitaire	<i>10³m³</i>	\$	<i>¢/m³/jour</i>
Volet Investissements	15,6	6 756	1,771
Volet Distribution	15,6	17 747	3,075
Portion variable	Volumes	Coûts	Tarif
Taux unitaire	<i>10³m³</i>	\$	<i>¢/m³</i>
Au volume injecté	90	124	0,137
Volumes livrés en territoire	-	-	-
Volumes livrés hors territoire	-	-	0,700

CMC : capacité maximale contractuelle.

Source : Pièce [B-0227](#).

[451] Énergir dépose également le texte des CST amendé en date du 25 août 2022, en versions française et anglaise, afin d’inclure les taux du point de réception CTBM à l’article « 15.5.2 TARIF DE RÉCEPTION »¹⁶⁸.

[452] Par ailleurs, Énergir considère que le tarif de réception vise à récupérer les coûts réels de l’investissement en fonction de la mise à jour des différents intrants et des modalités contractuelles propres à un client donné, dans le but de capter l’écart entre les coûts et les revenus reliés à l’investissement pour raccorder CTBM à des fins d’injection. Selon ces considérations, Énergir demande à la Régie d’autoriser qu’à compter de l’année tarifaire 2021-2022, les TP/MAG associés à ce client et réalisés en cours d’année tarifaire soient cumulés dans un CFR hors base de tarification, portant intérêt au taux moyen du coût en capital en vigueur, qui sera inclus à la base de tarification du dossier tarifaire approprié.

[453] Énergir propose que les montants relatifs au CTBM soient cumulés dans le CFR déjà existant et utilisé présentement pour les autres sites d’injection de GNR en service. Énergir présentera dans le cadre de son rapport annuel, le détail des montants comptabilisés dans ce CFR et veillera à identifier clairement les montants associés à chacun des clients.

¹⁶⁸ Pièce [B-0227](#), p. 3 et 4.

133.2 OPINION DE LA RÉGIE

[454] À la suite de son examen, la Régie conclut que les taux au point de réception CTBM présentés au tableau 25 sont établis conformément aux décisions D-2011-108 et D-2019-115¹⁶⁹.

[455] Par ailleurs, comme c'est le cas pour les autres producteurs de GNR ayant commencé à injecter dans le réseau de distribution d'Énergir¹⁷⁰, la Régie note que l'utilisation d'un CFR permettra de récupérer uniquement le coût de service du client CTBM puisque les TP/MAG relatifs à ce client seront neutralisés.

[456] De plus, étant donné que les montants associés à chacun des clients seront clairement identifiés dans le CFR existant utilisé pour les producteurs de GNR, la Régie considère qu'il est approprié de permettre son utilisation pour le client producteur CTBM également.

[457] Conséquemment, la Régie a approuvé, séance tenante¹⁷¹, le tarif de réception proposé pour le reste de l'année tarifaire 2021-2022 pour le point de réception CTBM et a fixé, à compter du 25 août 2022, les taux du tarif de réception relatifs au point de réception CTBM tels que présentés au tableau 25 de la présente décision.

[458] Elle a par ailleurs autorisé Énergir à cumuler les TP/MAG associés au client CTBM et réalisés en cours d'année tarifaire dans un CFR hors base de tarification, portant intérêt au taux moyen du coût en capital en vigueur, et l'inclusion de ce dernier à la base de tarification du dossier tarifaire approprié.

¹⁶⁹ Dossiers R-3732-2010, décision [D-2011-108](#), R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-115](#), p. 5, et R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 115.

¹⁷⁰ Ville de Saint-Hyacinthe, Coop Agri-Énergie Warwick et ADM Agri-Industries Company.

¹⁷¹ Pièce [A-0068](#), p. 248.

134. STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES 2022-2023

134.1 TARIFS PROVISOIRES À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2022

[459] Dans sa décision D-2022-025¹⁷², la Régie jugeait que l'application provisoire des tarifs proposés à compter du 1^{er} octobre de l'année témoin constitue l'approche à privilégier dans le cadre des dossiers tarifaires.

[460] Ainsi, au terme de l'audience, après examen de la preuve au soutien de la Demande, la Régie a autorisé, séance tenante, à appliquer provisoirement, à compter du 1^{er} octobre 2022, les tarifs et grilles tarifaires soumis pour approbation et présentés aux pièces B-0125 et B-0226¹⁷³.

134.2 ÉTABLISSEMENT DES PRIX DE FOURNITURE DU GNR ET DU VERDISSEMENT DU RÉSEAU GAZIER

[461] Pour 2022-2022, Énergir établit le prix du GNR à 56,842 ¢/m³, calculé comme suit :

¹⁷² Décision [D-2022-025](#), p. 22.

¹⁷³ Pièces [A-0068](#), p. 246, [B-0125](#) et [B-0226](#).

TABLEAU 26
PRIX DE FOURNITURE DU GNR 2022-2023

Composantes	Calcul	Tarif
Coût moyen pondéré des achats de GNR projeté en 2022-2023 divisé par l'approvisionnement en gaz de réseau GNR prévu	$\frac{55\,611\,046\ \$}{94\,936\,608\ \text{m}^3}$	= 58,577 ¢/m ³
Écart de prix cumulatif GNR au 30 septembre 2021 et intérêts divisé par les volumes de vente de GNR prévu	$\frac{(693\,848)\ \$}{40\,000\,000\ \text{m}^3}$	= - 1,735 ¢/m ³
Solde du Surcoût du GNR invendu au-delà du seuil pour l'année 2020-2021 divisé par les volumes de vente de GNR prévu	$\frac{-\ \$}{40\,000\,000\ \text{m}^3}$	= 0,000 ¢/m ³
Prix du GNR pour l'année 2022-2023		= 56,842 ¢/m³

Source : Tableau établi à partir des pièces [B-0048](#) et [B-0120](#), p. 10 et 11.

[462] Le solde du CFR-Surcoût du GNR invendu est nul pour l'année tarifaire 2020-2021, étant donné l'absence d'inscription d'unité invendue à ce compte¹⁷⁴.

[463] Pour cette raison, la composante de Surcoût du GNR invendu à intégrer au prix du GNR de l'année 2022-2023 et le prix de la contribution au verdissement du réseau gazier sont donc de 0,000 ¢/m³.

134.3 TARIFS DE DISTRIBUTION

[464] Dans la mesure où les travaux sur la vision tarifaire sont en cours dans le cadre du dossier R-3867-2013, Énergir propose¹⁷⁵, conformément à la décision D-2019-141¹⁷⁶, de maintenir la stratégie tarifaire approuvée dans la décision D-2013-106¹⁷⁷ pour l'établissement des tarifs 2022-2023.

¹⁷⁴ Dossier R-4008-2017 Étape C, décision [D-2021-158](#), p. 139, par. 617.

¹⁷⁵ Pièce [B-0120](#), p. 17 et suivantes.

¹⁷⁶ Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), section 26.

¹⁷⁷ Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision [D-2013-106](#), p. 134, par. 623.

[465] En ce qui a trait à la stratégie tarifaire relative à la Contribution GES, Énergir propose de redistribuer la totalité du montant à l'ensemble des clients, qu'ils aient ou non adhérents à l'Offre biénergie. Bien que le déploiement de l'Offre biénergie ne cible que les clients au tarif D₁ en 2022-2023, la perte des volumes en distribution liée à leur conversion à la biénergie affecte l'ensemble de la clientèle en exerçant une pression à la hausse sur le coût de service unitaire.

[466] Énergir utilise le revenu requis en distribution net de la Contribution GES pour déterminer la variation par tarif, afin de générer les tarifs conformément au processus en vigueur, lequel est résumé ci-dessous.

[467] Pour le tarif général D₁, Énergir applique une variation uniforme des revenus générés à l'ensemble des paliers du tarif D₁, équivalant à la variation globale du tarif D₁ déterminée dans la répartition tarifaire. De plus, elle maintient le ratio actuel entre les composantes fixes et variables du tarif de distribution D₁.

[468] Pour les tarifs à débit stable D₃ et D₄, le taux au volume retiré est maintenu à 0,350 ¢/m³ et la variation tarifaire est appliquée en totalité sur la grille de taux de l'obligation minimale quotidienne (OMQ).

[469] Quant au tarif interruptible, le Distributeur applique une variation uniforme de 8,58 % à tous les paliers du tarif D₅. Par la suite, un ajustement uniforme de la grille du service D₅ est réalisé afin de tenir compte de l'effet sur les revenus de distribution de la fixation du prix d'équilibrage des clients en service de gaz d'appoint concurrence. Au présent dossier, l'écart de revenus à neutraliser est marginal (-1,6 k\$) et ne comporte pas d'impact sur l'établissement des grilles tarifaires. L'ajustement uniforme de la grille du tarif D₅ n'a donc pas été réalisé cette année.

[470] Bien que l'exercice de répartition tarifaire traditionnelle ne soit pas maintenu, Énergir a tout de même déposé la pièce *Répartition tarifaire 2022-2023*¹⁷⁸. La variation de revenu requise pour générer les revenus de distribution proposés de 709,3 M\$ est de 8,58 % pour chacun des paliers des services D₁, D₃, D₄ et D₅.

¹⁷⁸ Pièce [B-0124](#).

134.4 TARIF DE TRANSPORT

[471] Énergir présente les prix de transport à la pièce B-0162¹⁷⁹. Les coûts totaux de transport prévus pour 2022-2023 s'élèvent à 202,3 M\$. Ces coûts sont réduits des revenus d'obligation minimale annuelle de 0,5 M\$, des revenus de transport du gaz d'appoint de 0,8 M\$ et de la portion de la Contribution GES d'Hydro-Québec fonctionnalisée au transport de 0,2 M\$. Ainsi, les coûts de transport à récupérer à partir du tarif de transport s'élèvent à 200,8 M\$.

[472] Selon les dispositions prévues à la section 21.3, le montant de la Contribution GES alloué au service de transport devrait être appliqué au service de l'équilibrage en vertu de la méthode de fonctionnalisation des coûts d'approvisionnement approuvée par la Régie dans la décision D-2021-109. Ceci aura pour effet de hausser le coût de transport à récupérer à partir du tarif de transport de 0,2 M\$.

[473] Énergir entend appliquer la modification nécessaire lors de la mise à jour de l'information relative au revenu requis et à l'ajustement tarifaire à la suite de la présente décision.

134.5 TARIF D'ÉQUILIBRAGE

134.5.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[474] Tel qu'indiqué en note du tableau 8 de la section 8.2, les coûts d'équilibrage sont fonctionnalisés dans les services de flexibilité opérationnelle et de besoins saisonniers. Toutefois, considérant que les modifications à la tarification des coûts d'équilibrage approuvées dans la décision D-2022-084 ne seront appliquées qu'en 2023-2024 conformément à la décision D-2022-101¹⁸⁰, Énergir maintient le processus actuel de détermination des taux d'équilibrage¹⁸¹.

[475] Énergir établit à 160,0 M\$ le coût total d'équilibrage net de la Contribution GES. Elle ventile ce coût à la pointe (74,1 M\$) et à l'espace (86,0 M\$) en utilisant la classification

¹⁷⁹ Pièce [B-0162](#).

¹⁸⁰ Dossier R-3867-2013 Phase 2, décisions [D-2022-084](#), section 5 et [D-2022-101](#), par. 19.

¹⁸¹ Pièce [B-0120](#), p. 14.

des outils d'approvisionnement et un prorata moyen des trois dossiers tarifaires précédents¹⁸².

[476] Pour éviter l'accroissement des crédits octroyés, et dans la mesure où certains aspects du tarif d'équilibrage entreraient en vigueur pour les tarifs de l'année 2023-2024, le Distributeur propose de maintenir les prix minimal et maximal d'équilibrage approuvés par la décision D-2013-115¹⁸³, soit respectivement -1,561 ¢/m³ et 7,638 ¢/m³.

[477] OC a questionné Énergir sur la possibilité de récupérer le revenu additionnel requis au service d'équilibrage selon la même approche que celle utilisée pour le service de distribution. Selon le Distributeur, il ne serait pas possible d'atteindre le revenu requis recherché en appliquant une hausse uniforme à l'ensemble des taux d'équilibrage par tarif, compte tenu du fait que le revenu généré en équilibrage ne résulte pas d'une simple multiplication d'un volume et d'un taux. La tarification des clients ayant une consommation de 75 000 m³/an et plus par le biais de taux personnalisés nécessite l'utilisation de la méthode actuelle, soit la détermination des prix de pointe et d'espace dans un premier temps, et des taux moyens par tarif dans un deuxième temps.

[478] De plus, Énergir rappelle que la méthode utilisée pour établir les tarifs du service d'équilibrage repose sur la méthode d'allocation des coûts. L'application de toute autre méthode irait à l'encontre du principe de causalité des coûts déjà reconnu par la Régie.

[479] Énergir indique qu'il existe un certain nombre de clients pour lesquels des compteurs en lecture journalière ne sont pas disponibles, mais que depuis 2017, des compteurs à lecture journalière ont été installés pour l'ensemble des clients ayant une consommation de 75 000 m³/an et plus. Cependant, des traitements informatiques sont nécessaires afin de transformer ces données brutes recueillies en données facturables¹⁸⁴.

[480] Le Distributeur mentionne ne pas disposer de données journalières pour les clients au tarif D₁. Cependant, comme le total de la consommation journalière de l'ensemble de la clientèle est disponible, celle des clients au tarif D₁ pourrait être déterminée par simple soustraction. Il rappelle que ces données brutes ne sont toutefois pas facturables.

¹⁸² Le détail des calculs se trouvent aux pièces [B-0120](#), p. 14 à 16 et [B-0123](#).

¹⁸³ Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision [D-2013-115](#), p. 7, par. 14.

¹⁸⁴ Pièce [A-0064](#), p. 124 à 127.

[481] Concernant la proposition d'OC d'intégrer le groupe de travail aux travaux de la phase 4 du dossier R-3867-2013¹⁸⁵, Énergir mentionne ne jamais avoir exprimé le souhait de mettre en place un tel groupe de travail. Elle laisse le tout à la discrétion de la formation de cet autre dossier, sous réserve des commentaires des participants¹⁸⁶.

134.5.2 POSITION DES INTERVENANTS

[482] Pour le tarif d'équilibrage, l'ACEFQ note que les premiers paliers du tarif D₁ subissent une hausse de 28,4 % alors que les derniers paliers du tarif D₁ et les tarifs D₃, D₄ et D₅ bénéficient de baisses. L'intervenante comprend que, dans l'attente de la conclusion du dossier R-3867-2013, Énergir procède à une répartition tarifaire et à des ajustements des taux des différentes composantes du tarif en conformité avec la méthode d'allocation en vigueur et les décisions antérieures applicables en cette matière¹⁸⁷.

[483] OC remarque que la proposition d'Énergir au présent dossier implique une augmentation des revenus d'équilibrage de 6,3 % pour l'ensemble des clients, de 9,2 % pour les clients au tarif D₁ et de 28,4 % pour les clients des premiers paliers du tarif D₁¹⁸⁸. L'intervenante qualifie cette dernière augmentation de surprenante comparativement aux variations tarifaires présentées depuis 2017.

[484] En effet, pour la période 2017-2023, OC observe que les hausses tarifaires, en termes d'équilibrage, se répartissent généralement de manière à peu près égale entre les petits consommateurs, les grands consommateurs et l'ensemble des clients d'Énergir. Toutefois, pour 2022-2023, l'intervenante constate une différence de 22,1 % entre les petits clients et l'ensemble de la clientèle.

[485] Afin de comprendre la répartition des coûts d'équilibrage entre les différents paliers tarifaires et les variations du prix unitaire moyen d'équilibrage entre les années, OC présente une analyse des différents facteurs ayant pu mener à cette hausse plus prononcée des revenus d'équilibrage pour les clients des premiers paliers du tarif D₁. De cette analyse portant principalement sur les paramètres A, H et P (consommations journalières annuelle,

¹⁸⁵ Pièce [C-OC-0014](#), p. 2, réponse à la question 1.1.

¹⁸⁶ Pièce [B-0246](#), p. 23.

¹⁸⁷ Pièce [C-ACEFQ-0028](#), p. 12.

¹⁸⁸ Pièce [C-OC-0012](#), p. 9 à 11.

de l'hiver et de pointe) ainsi que les facteurs de pointe et d'espace, l'intervenante conclut¹⁸⁹ que les disparités observées pour 2022-2023 sont principalement attribuables au paramètre P pour les clients au tarif D₁ dont la consommation est inférieure à 75 000 m³/an.

[486] À la lumière de son analyse, OC recommande à la Régie :

- « 1. de rejeter la répartition des coûts d'équilibrage telle que proposée par Énergir;
2. d'exiger qu'Énergir répartisse les coûts d'équilibrage apparaissant au dossier tarifaire de 2022-2023 (i) en utilisant les paramètres A, H, P, le prix minimum et le prix maximum prévalant actuellement pour les clients au tarif D₁ dont le volume consommé excède 75 000 m³/an ainsi que les clients assujettis aux autres tarifs, (ii) en fixant un prix unitaire moyen d'équilibrage au tarif D₁ payé par les clients au tarif D₁ dont le volume consommé n'excède pas 75 000 m³/an égal à celui prévalant actuellement et (iii) en créant, si nécessaire, un compte de frais reportés où serait versée l'éventuelle différence entre les coûts d'équilibrage d'Énergir et les revenus d'équilibrage générés par les clients lorsque les points (i) et (ii) sont appliqués;
3. d'exiger qu'Énergir mette en place un groupe de travail chargé d'arriver à produire une méthode de répartition des coûts d'équilibrage qui rendent indépendants (i) les paiements d'équilibrage des clients au tarif D₁ dont le volume consommé n'excède pas 75 000 m³/an et (ii) les paiements d'équilibrage se rapportant à la pointe des clients des volumes consommés par ces clients en dehors de la période de l'hiver;
4. d'exiger qu'Énergir présente à la Régie et à l'ensemble des intervenants les tenants et aboutissants (notamment à l'aide de simulations reproduites dans des fichiers Excel) de la nouvelle méthode résultant des travaux du groupe de travail mis en place selon le point 3 ci-dessus;
5. d'exiger qu'Énergir adopte la méthode de répartition des coûts d'équilibrage indiquée au point 2 de la recommandation d'OC tant qu'une nouvelle méthode produite par le groupe de travail demandé au point 3 de la recommandation d'OC n'a pas reçu l'aval de la Régie »¹⁹⁰.

¹⁸⁹ Pièces [C-OC-0018](#), p. 7, [A-0066](#), p. 82 et [C-OC-0020](#), p. 8.

¹⁹⁰ Pièce [C-OC-0012](#), p. 26 et 27.

[487] Questionnée par la Régie, OC admet qu'elle n'avait pas pris connaissance de la décision D-2022-084¹⁹¹ au moment de la rédaction de son mémoire. À la suite de l'examen de cette décision, OC conclut que son analyse et ses recommandations demeurent pertinentes. Toutefois, elle considère que le groupe de travail dont il est fait mention au point 3 pourrait être intégré aux travaux de la phase 4 du dossier R-3867-2013 concernant le seuil d'accès au prix personnalisé¹⁹².

[488] OC se préoccupe également du fait que la nouvelle méthodologie de tarification du service d'équilibrage approuvée par la Régie dans sa décision D-2022-084 présentera, selon elle, ces mêmes problèmes fondamentaux. En effet, le paramètre P, qui est central dans la répartition du coût d'équilibrage et sa méthode d'estimation, demeure le même. OC demande ainsi à la Régie de rejeter les augmentations des tarifs d'équilibrage prévus à la cause tarifaire 2022-2023 et réitère ses recommandations¹⁹³.

134.5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[489] La Régie ne partage pas les conclusions d'OC quant à l'explication à donner aux variations en pourcentage des revenus en équilibrage présentées à la figure 1 de son mémoire. Les paramètres A, H et P étant établis sur la base des données de consommation de l'année précédente ou estimés afin de refléter le profil de chauffage, la Régie est d'avis que les variations des revenus d'équilibrage de l'année 2022-2023 s'expliquent davantage par l'hiver très froid de 2021-2022¹⁹⁴ alors que l'hiver 2020-2021 était doux.

[490] Par ailleurs, tel que mentionné par OC, la nouvelle méthodologie de calcul du tarif d'équilibrage accorde une place prépondérante au paramètre P, via le coefficient d'utilisation, qui s'explique par la causalité des coûts. Ainsi, le problème fondamental allégué par OC est en fait le reflet de la causalité des coûts pour les clients ayant un profil de consommation saisonnier.

[491] La Régie rappelle qu'un examen rigoureux, complet et probant a été réalisé dans le cadre de la phase 2 du dossier R-3867-2013 en matière d'allocation des coûts aux fins d'approuver notamment la refonte tarifaire du service d'équilibrage. La démonstration

¹⁹¹ Dossier R-3867-2013 Phase 2B volet 2, décision [D-2022-084](#).

¹⁹² Pièce [C-OC-0014](#), p. 1, réponse à la question 1.1.

¹⁹³ Pièces [C-OC-0018](#), p. 13 à 15 et [A-0066](#), p. 83 et 84.

¹⁹⁴ Pièce [A-0062](#), p. 29.

d'OC au présent dossier ne convainc pas la Régie de la présence d'un problème en matière de tarification des coûts d'équilibrage.

134.6 TARIF DE RÉCEPTION

[492] Au moment de déposer le présent dossier, Énergir prévoyait que, d'ici la fin de 2022-2023, sept producteurs de GNR additionnels commenceraient à injecter dans le réseau de distribution, dont CTBM. De plus, la Ville de Saint-Hyacinthe, la Coop Agri-Énergie Warwick ainsi qu'ADM Agri-Industries Company poursuivraient leur injection (collectivement les Producteurs)¹⁹⁵.

[493] Pour 2022-2023, le coût prévu du service de réception appliqué en diminution des revenus en distribution dans les grilles tarifaires s'élève à 2 539 k\$¹⁹⁶.

[494] En suivi des décisions D-2020-145 et D-2021-140¹⁹⁷, le Distributeur présente également les coûts de catégorie A et la base de tarification mensuelle pour les Producteurs¹⁹⁸, la prévision de la demande et d'injection de GNR par zone de consommation pour chacune des années du plan d'approvisionnement et les consommations quotidiennes moyennes d'hiver et d'été par zone de consommation en 2022-2023.

[495] Les taux aux points de réception de Saint-Hyacinthe, de la Coop Agri-Énergie Warwick, d'ADM Agri-Industries Company et de CTBM pour 2022-2023 sont présentés au tableau suivant.

¹⁹⁵ Pièce [B-0120](#), p. 23.

¹⁹⁶ Pièces [B-0129](#), p. 8 et [B-0126](#).

¹⁹⁷ Dossiers R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 116, par. 478 et R-4151-2021, décision [D-2021-140](#), p. 103, par. 434.

¹⁹⁸ Pièce [B-0226](#), p. 8.

TABLEAU 27
TAUX AUX POINTS DE RÉCEPTION 2022-2023

Capacité maximale contractuelle, coût de service et taux 2022-2023 par point de réception	CMC 10 ³ m ³	Volet Investissement		Volet Distribution	
		coût 000 \$	taux fixe ¢/m ³ /jour	coût 000 \$	taux fixe ¢/m ³ /jour
Saint-Hyacinthe	64,0	20,5	0,088	92,2	0,395
Coop Agri-Énergie Warwick	13,0	-	-	43,8	0,951
ADM Agri-Industries Company	18,0	42,2	0,641	84,4	1,281
CTBM	15,6	62,8	1,103	175,1	3,075

CMC : capacité maximale contractuelle.

Source : Pièces [B-0129](#) et B-0226.

[496] Énergir indique que pour chaque m³ de volume injecté, le taux unitaire par point de réception s'élève à 0,160 ¢/m³ pour 2022-2023.

134.7 OPINION DE LA RÉGIE

[497] La Régie est d'avis que le prix de fourniture du GNR, le prix de la contribution au verdissement du réseau gazier et les taux du tarif de réception sont établis conformément aux décisions applicables.

[498] En conséquence, la Régie approuve le prix de fourniture du GNR, le prix de la contribution au verdissement du réseau gazier ainsi que les taux du tarif de réception, tels que proposés pour l'année tarifaire 2022-2023.

[499] **En ce qui a trait aux informations relatives aux points de réception, la Régie prend acte du suivi des décisions D-2020-145 (par. 478) et D-2021-140 (par. 434) et s'en déclare satisfaite.**

[500] La Régie approuve la stratégie tarifaire d'établissement des tarifs de distribution proposée pour l'année tarifaire 2022-2023.

[501] Pour ce qui est des taux des tarifs de distribution, des prix de transport et des prix d'équilibrage proposés pour l'année 2022-2023, la Régie réserve son approbation à la suite de la mise à jour des informations au dossier en fonction des dispositions de la présente

décision, qui devra être déposée au plus tard **le 14 novembre 2022, à 12 h.**

135. MODIFICATIONS AU TARIF DE RÉCEPTION

[502] Énergir rappelle que le tarif de réception a été développé dans l'optique de tarifier les producteurs potentiels de gaz de schiste et qu'il a été approuvé par la Régie dans sa décision D-2011-108¹⁹⁹. Or, depuis la création de ce tarif en 2011, seuls les producteurs de GNR sont assujettis au tarif de réception.

[503] Le Distributeur souligne que ce tarif permet de récupérer les coûts liés à l'injection de GNR par ces clients producteurs et que la tarification spécifique par point d'injection permet une allocation directe de ces coûts.

[504] Énergir indique que les producteurs de GNR sont de taille beaucoup plus modeste et n'ont pas les ressources financières ni professionnelles des producteurs de gaz traditionnel qu'elle avait à l'esprit lors du développement du tarif de réception. Afin de limiter les freins au développement de la production québécoise de GNR, souhaité par le gouvernement du Québec, Énergir propose de revoir le traitement des coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations d'un producteur et la méthode d'établissement des taux – Volet Distribution.

135.1 TRAITEMENT DES COÛTS D'INVESTISSEMENT RÉALISÉS APRÈS LA MISE EN SERVICE DES INSTALLATIONS D'UN PRODUCTEUR

135.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[505] Tel que prévu lors de la création du tarif de réception, le taux – Volet Investissements est établi à partir des investissements en capital du poste et des conduites de raccordement (coût de catégorie A) à chaque point de réception. Dans sa proposition originale, Énergir mentionnait que pour un projet donné nécessitant de nouveaux investissements, un ajustement du taux au point de réception serait requis. Ainsi, suivant la mise en service des

¹⁹⁹ Pièce [B-0133](#), p. 3 et 4.

installations d'un producteur, il était attendu que les coûts de maintien et d'amélioration des équipements de raccordement au réseau seraient intégrés au tarif de réception personnalisé²⁰⁰.

[506] L'approche d'un taux spécifique par point de réception visait à concilier l'objectif de limiter l'interfinancement entre ces points et les besoins de stabilité et de prévisibilité des producteurs. Cependant, compte tenu de la taille modeste des producteurs, les ajustements au tarif de réception en cours de période contractuelle peuvent engendrer un effet plus significatif sur leurs coûts que ce qui était anticipé²⁰¹. Or, les besoins de stabilité et de prévisibilité s'avèrent d'autant plus pertinents et nécessaires dans un contexte de marché en développement, comme celui de la production de GNR.

[507] Pour illustrer les coûts susceptibles d'être encourus pour un équipement lors d'une année donnée, Énergir présente une analyse, basée sur le cas de la Ville de Saint-Hyacinthe (Saint-Hyacinthe), dont les coûts de travaux s'élèvent à 20 206 \$²⁰². L'impact de tels travaux peut varier en fonction de l'année pendant laquelle ils sont réalisés ou selon qui est propriétaire de la station d'injection.

[508] Selon cette analyse, Énergir constate que le mode de traitement relatif à la mise en service des nouveaux investissements nécessite un suivi rigoureux, complexe et long, alors que les coûts impliqués sont minimes, comparativement au coût total du service de distribution. Malgré l'instauration de mesures de suivis, Énergir soumet que le processus demeure difficile dans le contexte actuel et qu'il s'intensifiera dans les prochaines années avec l'arrivée de plusieurs nouveaux producteurs. Elle précise que les montants demeureront mineurs, bien que les coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations des producteurs de GNR visant à remplacer ou à mettre à niveau les équipements soient susceptibles d'augmenter avec le nombre de producteurs de GNR en franchise.

[509] Le marché du GNR étant en développement, Énergir est d'avis que l'injection dans son réseau par les producteurs québécois existants n'a pas encore atteint sa pleine maturité. Dans ce contexte, les ajustements reliés aux coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations peuvent représenter un obstacle à l'atteinte de la rentabilité de certains projets, notamment lors des premières années d'opération. Énergir propose de ne

²⁰⁰ Pièce [A-0064](#), p. 84.

²⁰¹ Pièce [B-0133](#), p. 5 et 6.

²⁰² Pièce [B-0180](#), p. 20, réponse 12.1.1.

pas faire assumer ces coûts aux producteurs, en raison de leurs besoins de stabilité et de prévisibilité ainsi que de la lourdeur administrative du suivi de ces coûts.

[510] La lourdeur administrative découle de la nécessité de calculer un tarif de réception unique et personnalisé pour chacun des producteurs. Le Distributeur précise que le mode de tarification unique par projet exige de suivre, à travers les systèmes, l'information de façon beaucoup plus granulaire que dans le cas du service de distribution²⁰³.

[511] Énergir demande donc à la Régie d'autoriser l'intégration, à son coût de service en distribution, les coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations des producteurs de GNR visant à remplacer ou à mettre à niveau les équipements en place. Les coûts encourus depuis la mise en service des projets en opération seraient ainsi socialisés plutôt que récupérés auprès des producteurs.

[512] La proposition d'Énergir ne vise que les coûts associés au remplacement ou à la mise à niveau d'appareils. Tout investissement supplémentaire, réalisé à la demande des producteurs afin d'augmenter leur niveau d'injection, serait intégré au tarif de réception. La non-matérialité des sommes, comparativement au coût de service en distribution, ainsi que la lourdeur administrative du suivi militent, selon Énergir, en faveur de leur socialisation²⁰⁴.

[513] Énergir reconnaît que les coûts visés par sa proposition sont, à proprement parler, directement liés au service de réception. Elle indique cependant que, « *pour distribuer du gaz naturel au Québec, les distributeurs gaziers ont dans (sic) l'obligation de distribuer également du gaz naturel renouvelable, puis ça, ça se fait évidemment avec les producteurs au Québec* ». De plus, elle rappelle que le tarif de réception constitue en soi un tarif de distribution, ce tarif étant dans la même section que l'ensemble de leurs tarifs D₁, D₃, D₄, D₅ dans les conditions de service²⁰⁵.

[514] Énergir précise que dans le cadre de ses estimations du tarif de réception, elle ne présente pas au producteur de projection sur les coûts futurs d'entretien ou de changement d'appareil.

²⁰³ Pièce [A-0064](#), p. 85 à 95.

²⁰⁴ Pièce [B-0180](#), p. 21 et 22, réponse 12.2.

²⁰⁵ Pièce [A-0064](#), p. 90 et 146.

[515] À l'égard de la proposition de la FCEI selon laquelle tout réinvestissement au-delà de 100 k\$ soit à la charge du client producteur, Énergir soumet que le problème lié au tarif de réception résulte du manque d'information. Elle rappelle qu'il subsiste une certaine incertitude quant aux investissements futurs, considérant, d'une part, le nombre encore peu élevé de producteurs en franchise soumis au tarif de réception, et d'autre part, la nature encore récente des installations présentement en service. *A priori*, Énergir estime qu'il est prématuré de déterminer l'application d'un tel seuil²⁰⁶.

[516] Le Distributeur rappelle que la proposition de socialisation est motivée par des considérations de prévisibilité, de stabilité tarifaire ainsi que par la complexité et la lourdeur administrative associées au suivi de tels coûts²⁰⁷. Il conçoit qu'il doive suivre ces coûts en trouvant un moyen plus efficace de les retracer²⁰⁸. Il ajoute que, globalement, ces coûts pourraient être soumis dans le cadre d'un rapport annuel.

135.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

[517] L'ACEFQ soumet que ni les sommes en cause, ni la responsabilité administrative de les comptabiliser ne sauraient justifier une dérogation au principe de causalité des coûts²⁰⁹.

[518] Pour l'intervenante, les sommes en cause sont notamment susceptibles d'atteindre plusieurs dizaines de milliers de dollars par producteur au cours des prochaines années. De plus, l'excédent des volumes de GNR correspondant aux seuils réglementaires par rapport à la demande des acheteurs volontaires se traduira par la socialisation de coûts importants pour l'ensemble de la clientèle.

[519] L'ACEFQ recommande de rejeter la proposition de socialiser des coûts additionnels liés au GNR dans ce contexte.

[520] L'ACEFQ²¹⁰ indique que les coûts de maintien des équipements d'injection ne sont pas encore connus et qu'aucun cas particulier n'a été mis en preuve. Elle souligne qu'aucune urgence n'a été invoquée par Énergir au soutien de sa proposition. Elle ajoute

²⁰⁶ Pièces [A-0064](#), p. 122 et [B-0246](#), p. 22.

²⁰⁷ Pièces [A-0068](#), p. 59 et 60 et [B-0246](#), p. 21.

²⁰⁸ Pièce [A-0064](#), p. 131 à 133.

²⁰⁹ Pièce [C-ACEFQ-0026](#), p. 12 et 13.

²¹⁰ Pièce [A-0066](#), p. 185 à 190.

qu'il n'y aura pas un très grand nombre de producteurs potentiels injectant du GNR dans le réseau d'Énergir dans un horizon rapproché.

[521] Selon l'ACEFQ, la proposition d'Énergir enfreint les principes de causalité des coûts et d'équité. L'intervenante considère que le raisonnement de récupérer les coûts de maintien des actifs reliés à l'injection de GNR pour les producteurs québécois, qu'ils vendent à Énergir ou hors Québec est absurde. L'intervenante estime qu'une telle récupération serait réalisée au détriment des clients du Distributeur, en plus de procurer un avantage indu aux producteurs québécois vendant hors Québec, par rapport aux autres producteurs.

[522] De l'avis de l'intervenante, la comptabilisation des coûts doit être faite, quelle que soit la fonctionnalisation des coûts envisageable. Elle soumet que, dans un contexte de libre marché, Énergir ne pourrait allouer ces coûts à sa clientèle. Elle devrait, par respect du principe de causalité et de l'équité entre les producteurs de GNR qui l'approvisionnent, imputer ces coûts à chacun des producteurs. Cette comptabilisation s'accomplirait même si Énergir n'était pas un distributeur réglementé.

[523] L'ACEFQ souligne que la solution proposée par Énergir pourrait être en place jusqu'à dix ans avant d'obtenir un historique de coûts assez long pour élaborer et soumettre une solution permanente. Si la Régie devait accepter cette proposition maintenant, l'intervenante se questionne sur la possibilité que la Régie reconsidère sa décision, compte tenu que des coûts auraient été récupérés via le tarif de distribution.

[524] L'ACEFQ demande à la Régie de rejeter les modifications au tarif de réception puisqu'elles s'inscrivent à l'encontre des principes de base de l'allocation des coûts revus et confirmés dans la décision D-2016-100²¹¹. Elle rappelle que la Régie a déjà énoncé que la simplicité ne doit pas avoir préséance sur la précision, la fiabilité et la stabilité.

[525] Enfin, pour l'intervenante, il importe avant tout que les clients en service de distribution soient tenus indemnes de tous les coûts qui sont liés, directement ou indirectement, au service de réception.

[526] La FCEI n'est pas opposée à la proposition du Distributeur pour ce qui est des petits montants²¹². Toutefois, elle soumet que si des investissements importants devaient être

²¹¹ Pièce [A-0068](#), p. 86 à 88 et 94.

²¹² Pièce [C-FCEI-0023](#), p. 15.

requis, ils devraient être à la charge du client producteur, afin de respecter le principe de causalité des coûts.

[527] Selon ce principe, ces coûts doivent être reflétés au tarif de GNR et non au tarif de distribution. L'intervenante est d'avis que l'objectif de placer les producteurs de GNR à l'abri du risque de réinvestissement pourrait être atteint en respectant davantage le principe de causalité, en récupérant le coût des réinvestissements par le biais du tarif GNR plutôt que par les autres tarifs de distribution²¹³.

[528] La FCEI proposait donc initialement que tout réinvestissement supérieur à 100 K \$ soit intégré au tarif de réception, invitant Énergir à prévoir, au besoin, des dispositions contractuelles avec les producteurs de GNR permettant de refléter ces ajustements dans le prix du GNR.

[529] Cependant, à la suite de l'audience, la FCEI comprend qu'Énergir entend exercer un suivi spécifique de l'ensemble des coûts relatifs à chaque tarif de réception. De ce fait, la FCEI soumet qu'elle n'aurait pas d'objection à ce qu'aucun seuil ne soit établi si ces coûts sont présentés par point de réception à chaque dossier tarifaire²¹⁴.

135.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[530] La Régie note que l'ACEFQ et la FCEI sont d'avis que la proposition d'Énergir soulève un enjeu lié au principe de causalité des coûts. Elle note également que l'ACEFQ considère la proposition inéquitable pour les clients.

[531] La Régie retient des propos d'Énergir que son obligation de distribuer du GNR au Québec doit se faire notamment avec les producteurs au Québec. La Régie constate que la volonté gouvernementale est énoncée dans le *Plan pour une économie verte 2030*²¹⁵ et son plan de mise en œuvre 2021-2026²¹⁶ pour le soutien à la production du GNR au Québec

²¹³ Pièce [C-FCEI-0025](#), p. 7, réponse à la question 3.1.

²¹⁴ Pièce [A-0068](#), p. 125.

²¹⁵ [Politique-cadre d'électrification et de lutte contre les changements climatiques, le Plan pour une économie verte 2030](#).

²¹⁶ [Plan de mise en œuvre 2022 2027 du Plan pour une économie verte 2030 \(quebec.ca\)](#), p. 34.

aux fins d'injection dans les réseaux gaziers au Québec. Cependant, la Régie retient que le Distributeur peut contracter du GNR produit hors franchise, ce qu'il a déjà fait d'ailleurs²¹⁷.

[532] En appliquant uniquement et de façon stricte le principe de la causalité des coûts, le tarif de réception devrait permettre de couvrir tous les coûts requis pour desservir les clients-producteurs.

[533] Or, lors de l'établissement des tarifs, d'autres principes, tels que la stabilité tarifaire, la prévisibilité tarifaire et la proportionnalité, peuvent guider la Régie dans ses décisions. Certaines considérations peuvent faire pencher la Régie en faveur de l'un ou l'autre de ces principes, tel qu'elle l'a déjà mentionné dans sa décision D-2016-100 :

« [92] La Régie reconnaît que les méthodes d'allocation du coût de service constituant l'Étude peuvent difficilement satisfaire l'ensemble des principes énoncés précédemment et que, parfois, un arbitrage entre eux est requis. Elle juge que le respect de la causalité des coûts doit avoir préséance. Elle note cependant que la disponibilité des données, l'ampleur des montants à allouer ou la difficulté à exprimer la relation causale peut conduire à prioriser un principe plutôt qu'un autre. Elle estime que ces arbitrages doivent se faire au cas par cas et en toute transparence et qu'il lui est impossible de définir a priori une règle générale d'application. Il appartient à la Régie d'effectuer ces arbitrages »²¹⁸. [nous soulignons]

[534] Considérant la complexité et la lourdeur administrative associées au suivi des coûts par Énergir, la Régie comprend que la disponibilité des données aux fins d'établir un tarif unique pour chaque client producteur peut s'avérer fastidieuse. À cet égard, le Distributeur mentionne que, bien que des mesures aient été mises en place afin de suivre les coûts associés aux projets d'injection de GNR, le processus demeure difficile et s'intensifiera dans les prochaines années avec l'arrivée de plusieurs nouveaux producteurs. Il reconnaît devoir trouver des façons plus efficaces de retracer l'information requise. La Régie doit tenir compte de cette situation dans l'application du principe de causalité des coûts.

[535] Tout comme l'ACEFQ, la Régie note qu'Énergir n'a pas allégué d'urgence au soutien de sa proposition. Elle comprend toutefois l'importance invoquée par Énergir d'une stabilité et d'une prévisibilité tarifaire pour les producteurs québécois de GNR dans un contexte de marché en développement. Puisqu'il peut s'écouler plusieurs années entre la

²¹⁷ Pièce [B-0048](#), p. 1, lignes 7, 10 et 11.

²¹⁸ Dossier R-3867-2013 Phase 1, décision [D-2016-100](#), p. 30.

signature des contrats et le début des livraisons²¹⁹, la Régie en déduit qu'Énergir a besoin d'une décision maintenant dans ses négociations avec les producteurs potentiels.

[536] L'ACEFQ soumet que son motif prépondérant est que « *les clients en service de distribution doivent être tenus indemnes de tous les coûts qui sont liés, directement ou indirectement, au service de réception* »²²⁰. La Régie conçoit que le tarif de réception vise à ce que la clientèle du service de distribution soit tenue indemne de la présence des clients producteurs. Toutefois, la Régie doit également considérer le principe de proportionnalité, les efforts nécessaires et la disponibilité des données.

[537] D'ailleurs, dans sa décision D-2011-108²²¹ portant sur la création du tarif de réception, la Régie reconnaissait que les coûts échoués éventuels seraient récupérés auprès de l'ensemble de la clientèle et non seulement auprès des clients producteurs. Ainsi, même au moment de la création du tarif de réception au début des années 2010, il était envisagé que la clientèle du service de distribution ne serait pas tenue totalement indemne de la présence de clients producteurs de gaz de schiste (émetteurs de GES). Ce faisant, la Régie n'avait pas retenu la position de l'ACIG justifiée, à l'époque, par le principe d'équité.

[538] Les coûts d'investissement liés aux clients-producteurs font partie intégrante de la base de tarification du service de distribution. Lorsque les coûts finaux sont connus, le coût de service lié au client producteur est pris en compte. Quant aux coûts futurs associés au remplacement ou à la mise à niveau d'appareils, Énergir affirme, d'une part, que les montants en jeu sont relativement minimes. D'autre part, elle mentionne qu'il subsiste une certaine incertitude à l'égard de ces coûts. D'ailleurs, Énergir soulève le problème de disponibilité des données à l'égard de la proposition de la FCEI d'un seuil de 100 k\$²²².

[539] Sur la base de l'exercice présenté par le Distributeur à partir de l'exemple de Saint-Hyacinthe, la Régie constate que l'impact d'un investissement de 20 206 \$ sur le coût de service annuel d'un producteur aurait été de 3 000 \$ en 2019-2020²²³. Cet impact marginal sur le coût de service en distribution n'aurait de toute évidence eu aucun impact dans la fixation des tarifs.

²¹⁹ Dossier R-4008-2017 Étape C, décision [D-2021-158](#), p. 111, par. 480.

²²⁰ Pièce [A-0068](#), p. 94.

²²¹ Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#), p. 19, par. 64.

²²² Pièce [A-0064](#), p. 122.

²²³ Pièce [B-0180](#), p. 20, réponse 12.1.1.

[540] De plus, selon les données de la base de tarification mensuelle par point de réception présentées à la pièce B-0226, la Régie estime qu'un investissement d'environ 1 M\$ en moyenne génère un coût de service annuel moyen de 42 k\$. Selon la proposition d'Énergir, la récupération de cette hausse du coût de service annuel par le service de distribution aurait eu un impact tarifaire de moins de 0,01 % pour 2022-2023.

[541] Dans le contexte où un tel montant laisse déjà relativement indemne les clients du service de distribution, la Régie est d'avis que le seuil de 100 k\$ proposé par la FCEI n'aurait aucun impact significatif.

[542] Cependant, afin de s'assurer que l'impact d'un tel traitement demeure non matériel et d'évaluer la nécessité d'imposer un seuil, la Régie juge qu'il serait prudent de suivre les investissements pouvant être requis après la mise en service d'un projet. Elle comprend que le dépôt des coûts globaux ne cause pas de problème pour Énergir.

[543] Par ailleurs, la Régie ne retient pas la question de l'iniquité alléguée envers les clients producteurs qui vendent leur GNR au Québec et hors Québec, l'ACEFQ n'ayant pas soumis de preuve à cet égard.

[544] La Régie juge que la proposition d'Énergir favorise l'injection du GNR dans son réseau, en tenant compte de l'intérêt public, en réduisant la complexité d'opérationnalisation du tarif de réception pour Énergir et en assurant une plus grande stabilité et prévisibilité du tarif GNR pour les clients-producteurs, tout en gardant la clientèle en distribution relativement indemne.

[545] En somme, cette proposition d'Énergir s'inscrit dans le cadre des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement qui visent notamment la transition énergétique.

[546] En conséquence, la Régie autorise Énergir à intégrer à son coût de service en distribution les coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations d'un producteur de GNR visant à remplacer ou à mettre à niveau les équipements en place.

[547] La Régie demande à Énergir de déposer, à compter du rapport annuel 2022-2023, un suivi sur les coûts d'investissements globaux réalisés après la mise en service des installations des producteurs de GNR visant à remplacer ou à mettre à niveau les équipements en place. Elle lui demande également de présenter les mesures

qui seront mises en place afin d'améliorer la disponibilité des données pour le suivi de ces coûts.

135.2 MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DES TAUX – VOLET DISTRIBUTION

135.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[548] Afin de recouvrer les coûts de distribution non liés au réseau gazier, soit les coûts de catégorie C, Énergir établit le tarif sur la base d'un pourcentage de 4 % de l'investissement initial. Ce pourcentage, qui a été fixé lors de la création du tarif de réception, provient d'une étude portant sur trois scénarios fictifs²²⁴, dans lesquels la production estimée était considérablement plus importante que celle des producteurs de GNR actuels et celle anticipée pour les projets futurs.

[549] Dans sa décision D-2011-108²²⁵, la Régie précisait qu'il s'agissait d'un tarif initial et qu'il serait possible de le réviser. Elle demandait à Énergir, lorsqu'elle disposerait de suffisamment de données, de présenter un suivi sur la justesse du taux de 4 % et une analyse de l'opportunité de passer à un tarif timbre-poste basé sur les coûts moyens.

[550] Le Distributeur a débuté son analyse sur la justesse du taux de 4 %²²⁶ et propose certaines modifications, sans remettre en question, pour l'instant, la méthode complète d'allocation des coûts et d'établissement des taux, notamment pour les sites de production de GNR se trouvant à une distance importante du réseau, lesquels nécessitent des investissements plus élevés. Il propose donc une solution temporaire permettant de recouvrer les coûts engendrés par les producteurs de GNR, tout en limitant ceux alloués aux projets pour lesquels les coûts de construction de la conduite représentent une portion importante de l'investissement, de façon à ne pas les pénaliser indument.

[551] Énergir soumet que certains projets potentiels soulèvent un enjeu de conception du tarif de réception et remettent en question sa capacité à capter adéquatement la causalité des coûts dans le cadre de projets dont les conduites sont particulièrement onéreuses.

²²⁴ Dossier R-3732-2010, pièce [B-6](#), p. 28.

²²⁵ Dossier R-3732-2010, décision [D-2011-108](#), p. 22 et 23, par. 78 et 81.

²²⁶ Pièce [B-0133](#), section 1.2.1, p. 8 à 10.

[552] Le Distributeur propose de limiter les coûts de conduite sur lesquels le taux de 4 % s'applique. La limite serait fixée à 30 % de la proportion des coûts des conduites par rapport à l'investissement total²²⁷. Cette limite permettrait d'isoler les projets dont la portion des coûts de construction sur l'investissement total se distingue des projets en opération ou qui se trouvent à proximité du réseau. Le taux de 4 % continuerait toutefois de s'appliquer sur l'ensemble des coûts du poste d'injection.

[553] Par ailleurs, Énergir propose également de limiter l'ajustement afin que les coûts de catégorie C récupérés auprès des producteurs concernés représentent au minimum 2 % de l'investissement total, en incluant les conduites de raccordement. Énergir précise que cette balise lui permettrait de s'assurer que sa proposition demeure cohérente avec ce qui avait été présenté au moment de la création du tarif de réception. À cet égard, elle rappelle que l'analyse avait alors permis d'obtenir des coûts de catégorie C oscillant entre 2,8 % et 5,6 %²²⁸. Or, malgré la borne minimale de 2,8 %, Énergir précise qu'il était pratique courante d'appliquer un ratio entre 2 % et 5 % en fonction des investissements, afin de calculer les coûts d'opération et d'entretien²²⁹.

[554] Considérant que les coûts supplémentaires d'entretien directement causés par les producteurs représentent un pourcentage des coûts de construction des conduites variant de 0,16 % à 0,87 %²³⁰, Énergir est d'avis que les limites proposées permettront de s'assurer de couvrir les coûts d'entretien de la conduite, ainsi qu'une partie des coûts communs.

[555] Elle ajoute que sa proposition constitue une première étape dans la révision des taux de catégorie C. Cette approche permettra de ne pas pénaliser des projets de GNR éloignés du réseau pour lesquels les coûts de conduite seraient plus importants, en attendant que l'étude des coûts d'entretien et d'opération spécifiques aux projets d'injection de GNR soit complétée et que l'analyse de l'allocation des coûts de catégorie C soit revue.

135.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[556] L'ACEFQ est d'avis qu'il serait plus prudent d'attendre la venue de projets éloignés et la réalisation de quelques projets pour lesquels les coûts de construction des conduites

²²⁷ Pièce [B-0133](#), p. 10.

²²⁸ Dossier R-3732-2010, pièce [B-6](#), p. 28.

²²⁹ Dossier R-3732-2010, pièce [B-8](#), p. 4, réponse 9.6.

²³⁰ Pièce [B-0133](#), p. 9.

s'élèveraient à plus de 30 % de l'investissement total, avant de procéder à l'allocation des coûts de la catégorie C sur la base d'information tangibles, réelles et fiables. Cela permettrait de compiler, analyser et évaluer les coûts réels d'entretien et d'opération de chacun de ces projets d'injection de GNR sur quelques années²³¹.

[557] L'ACEFQ demande donc à la Régie de rejeter la demande d'Énergir visant les modifications au taux – Volet Distribution du tarif de réception. De plus, elle suggère à la Régie d'indiquer à Énergir qu'elle devra s'appuyer sur un historique de quelques années, avec divers projets, avant de demander la révision du tarif pour récupérer les coûts de catégorie C à chaque point de réception.

135.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[558] La Régie note que la proposition relative aux coûts de catégorie C représente une solution temporaire, laquelle ne remet pas en question la méthode complète d'allocation des coûts et d'établissement des taux.

[559] La Régie est d'avis que les modifications proposées par Énergir auront pour effet de capter plus adéquatement la causalité des coûts dans le cadre des projets dont les conduites sont particulièrement coûteuses, notamment pour les sites de production éloignés du réseau. Qui plus est, la balise minimale de 2 % applicable aux investissements totaux permettra de garder indemne les clients consommateurs. La Régie note également la cohérence de cette balise en regard de ce qui avait été présenté lors de la création du tarif de réception.

[560] Enfin, la Régie retient qu'il s'agit d'une première étape dans le processus de révision de la méthode d'allocation des coûts de catégorie C et d'établissement des taux de réception.

[561] Conséquemment, la Régie autorise les modifications proposées par Énergir au taux – Volet Distribution du tarif de réception, à compter de l'année tarifaire 2022-2023, telles que présentées en exemples aux tableaux 3 et 4 de la pièce B-0133²³².

²³¹ Pièce [C-ACEFQ-0029](#), p. 10.

²³² Pièce [B-0133](#), p. 11 et 12.

136. MODIFICATIONS AU TEXTE DES CST

136.1 ARTICLE 15.5.2.1.2 – TAUX UNITAIRE AU VOLUME INJECTÉ

136.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[562] Énergir rappelle que les taux unitaires au volume injecté sont composés de la somme des taux de redevance à la Régie et à la Régie du bâtiment. Ces taux sont applicables à chacun des clients assujettis au tarif de réception et demeureront donc toujours identiques pour chacun des points de réception.

[563] À l'article 15.5.2.1.2 des CST, Énergir présente actuellement, dans un tableau, les taux unitaires au volume injecté par point de réception. Elle propose de modifier l'article de façon à n'indiquer qu'un seul taux :

« 15.5.2.1.2 Taux unitaires au volume injecté

~~Pour chaque m³ de volume injecté, les taux unitaires applicables sont les suivants, selon le point de réception :~~

Point de réception	Taux (¢/m ³)
Saint-Hyacinthe	0,160
Coop Agri-Énergie Warwick	0,160
ADM Agri-Industries Company	0,160

Pour chaque m³ de volume injecté, le taux unitaire est de 0,160 ¢/m³ »²³³.

136.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[564] Les taux étant identiques pour chacun des points de réception, la Régie est d'avis que la proposition d'Énergir permet d'alléger le texte des CST sans en affecter la teneur. **En conséquence, elle approuve la modification proposée à l'article 15.5.2.1.2 des CST.**

²³³ Pièce [B-0134](#), p. 4.

136.2 ARTICLE 11.1.3.5 ET SUIVI E8 DE LA DÉCISION D-2021-158

136.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[565] Dans sa décision D-2021-158, la Régie demandait notamment à Énergir le suivi E8 :

« E8. La Régie demande à Énergir de déposer annuellement, dans le cadre du dossier tarifaire, la mise à jour de la liste des clients volontaires, telle que fournie à la pièce B-0543, ainsi qu'une évaluation de la pertinence de conserver la tranche maximale de 50 000 m³ au premier tour »²³⁴.

[566] Énergir précise que la liste faisant l'objet du suivi E8 présentait les clients volontaires ainsi que les clients en attente de GNR²³⁵. Or, puisque la totalité des besoins de l'ensemble des clients en attente de GNR a été rencontrée, Énergir indique qu'elle ne tient plus de liste de demande, bien que ces clients soient toujours étroitement suivis par sa force de vente. Conséquemment, la mise à jour présentée en réponse au suivi E8 à la pièce B-0048 porte uniquement sur la liste des clients volontaires qui se sont engagés formellement à consommer du GNR.

[567] Quant à la tranche maximale de 50 000 m³ au premier tour prévue à l'article 11.1.3.5 des CST, Énergir indique qu'elle ne l'applique pas pour le moment puisque les quantités de GNR sont suffisantes pour combler les besoins des clients. En effet, l'ensemble des clients sur la liste de demande se sont d'abord vu offrir une première tranche de 50 000 m³ puis, lors d'un deuxième tour, la totalité de leur besoin en GNR. Énergir précise que les clients ayant reporté leur décision sont toujours suivis étroitement par sa force de ventes afin de maintenir leur intérêt.

[568] Bien que la tranche maximale de 50 000 m³ ne soit pas appliquée actuellement, Énergir désire la conserver par prudence. D'une part, elle mentionne que le recours aux énergies renouvelables, comme le GNR, est indiqué dans la mise à jour des modalités d'application de l'exemplarité de l'État publiée par le gouvernement du Québec. D'autre part, Énergir a débuté la commercialisation active du GNR auprès de l'ensemble de sa

²³⁴ Pièce [B-0134](#), p. 4 et dossier R-4008-2017, décision [D-2021-158](#), p. 200.

²³⁵ Pièce [B-0048](#), p. 4 à 6.

clientèle. Elle est d'avis que ces changements pourraient engendrer une augmentation de la demande de GNR²³⁶.

136.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[569] La Régie a pris connaissance de la liste déposée au dossier R-4008-2017 et ayant fait l'objet du suivi E8. Elle est d'avis que l'information telle que détaillée à cette liste demeure pertinente aux fins d'examiner les modalités d'accès de la clientèle volontaire au GNR. Considérant qu'Énergir ne propose pas de modifications aux modalités d'accès, la Régie est satisfaite de la mise à jour de la liste des clients volontaires présentée en suivi E8 de la décision D-2021-158.

[570] En ce qui a trait à l'évaluation de la pertinence de conserver la tranche maximale de 50 000 m³ au premier tour pour les clients souhaitant consommer du GNR, la Régie retient qu'Énergir souhaite conserver cette tranche par prudence. Dans la mesure où une augmentation de la demande de GNR est prévue, la Régie accepte la proposition d'Énergir de ne pas apporter de modification aux modalités d'accès prévues à l'article 11.1.3.5 des CST.

[571] **En conséquence, la Régie prend acte du suivi E8 de la décision D-2021-158 (par. 497) et s'en déclare satisfaite.**

[572] **Elle demande toutefois à Énergir de déposer une mise à jour de la liste des clients volontaires, telle que fournie à la pièce B-0543 du dossier R-4008-2017, au moment où elle jugera opportun de revoir les modalités d'accès au GNR.**

²³⁶ Pièce [B-0134](#), p. 5.

136.3 ARTICLE 15.4.2.6 – RETRAITS INTERDITS LORS D'INTERRUPTION

136.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[573] En cours d'examen du dossier, Énergir dépose²³⁷ une version révisée de la pièce portant sur les modifications aux CST afin de proposer de modifier comme suit l'article 15.4.2.6 relatif aux retraits interdits lors d'interruption :

« 15.4.2.6 Retraits interdits lors d'interruption

Tout retrait de gaz naturel effectué malgré la réception d'un avis d'interruption est assujéti à une pénalité de ~~5,00 \$/m³~~ ~~50 ¢/m³~~ et au plus grand du prix de l'indice journalier d'Iroquois ou du mazout no 6 livré à Montréal, tel que fourni par l'indice journalier ~~N6NY2.OC Resid No. 6 NY 2 %~~ \$ livré à Montréal.

Si le client a un contrat en service à débit stable, il paiera cette pénalité ~~et ce~~ ~~prix du marché~~ sur les volumes excédant le volume souscrit.

Les volumes quotidiens de gaz naturel retirés en vertu de contrats de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » ou « gaz d'appoint concurrence », jusqu'à concurrence de 102 % de la livraison réelle de gaz d'appoint au cours de la journée d'interruption ne sont pas assujétiés à la pénalité de ~~5,00 \$/m³~~ ~~50 ¢/m³~~. Les modalités relatives au service de fourniture sont établies en fonction de l'article 11.2.3.3.1 »²³⁸.

[574] Énergir rappelle que l'article 15.4.2.6 des CST a pour objectif de dissuader la clientèle interruptible de continuer à consommer lors d'avis d'interruption. Afin de rencontrer cet objectif, le coût associé aux retraits interdits défini à cet article doit être supérieur au prix du marché en franchise en tout temps.

[575] Or, à l'occasion de plusieurs journées d'interruption au cours de l'hiver 2021-2022, Énergir indique avoir constaté que le montant de la pénalité pour retraits interdits était inférieur au prix de certaines ententes de gaz d'appoint pour éviter une interruption (GAI). Au moment de déposer le présent dossier, Énergir espérait que cette situation serait

²³⁷ Pièce [B-0243](#), p. 5.

²³⁸ Pièce [B-0220](#), p. 7.

temporaire. Toutefois, en fonction de sa vigie de marché et de ses discussions avec les différents acteurs du marché au cours de l'été, Énergir anticipe que la situation devrait se maintenir pendant l'hiver 2022-2023, de sorte que certains clients pourraient trouver un incitatif à consommer en retraits interdits plutôt que de livrer des volumes additionnels²³⁹.

[576] Selon Énergir, le choix d'un client de ne pas interrompre sa consommation et de procéder à des retraits interdits soulève plusieurs enjeux. Comme aucun outil n'est prévu pour satisfaire les besoins découlant des retraits interdits, des outils additionnels ou imprévus devront être achetés ce qui entraînera des coûts supplémentaires pour l'ensemble de la clientèle.

[577] En fonction d'une indisponibilité potentielle de capacités excédentaires sur le marché vers sa franchise, Énergie estime que le risque d'une augmentation de la consommation en retraits interdits de la part de certains clients, spécifiquement en conservant une pénalité inférieure aux prix du marché pour le GAI, est accentué pour l'hiver 2022-2023. Pour cette raison, une augmentation de la consommation en retraits interdits de certains clients pourrait menacer la sécurité d'approvisionnement de la franchise, engendrer des coûts d'approvisionnement déraisonnables pour l'ensemble de la clientèle ou créer une situation d'iniquité²⁴⁰.

[578] Afin de s'assurer que l'objectif de dissuasion associé à la pénalité soit pleinement atteint et d'éviter que la clientèle n'utilise les retraits interdits comme un service, le Distributeur propose d'appliquer, dès l'hiver 2022-2023, la pénalité de 5 \$/m³ approuvée par la Régie dans sa décision D-2021-109.

[579] Énergir rappelle que la pénalité proposée avait fait l'objet de consultations préalables auprès de la clientèle visée²⁴¹. Le Distributeur explique aussi que le montant de 5 \$/m³ avait alors été fixé à partir d'un historique des prix maximums observés sur les marchés en périodes de grands froids²⁴².

[580] Par ailleurs, Énergir fait valoir que le paiement de la pénalité ne donne pas un « droit de consommer » aux clients. Cette pénalité doit dissuader les clients de consommer

²³⁹ Pièce [B-0246](#), p. 9.

²⁴⁰ Pièce [B-0236](#), p. 9.

²⁴¹ Dossier R-3867-2013 phase 2, [D-2021-109](#), p. 163, par. 710 et 714.

²⁴² Pièce [B-0246](#), p. 12.

davantage que la limite permise, avant que le Distributeur n'entame des actions plus coercitives telles que le prévoit l'article 15.4.6 des CST²⁴³.

136.3.2 POSITION DES INTERVENANTS

[581] L'ACIG²⁴⁴ recommande de ne pas autoriser la pénalité pour retraits interdits de 5 \$/m³ à compter du présent dossier.

[582] Subsidiairement, l'ACIG recommande que la pénalité soit fonction du prix journalier maximum du marché observé au moment où surviendrait l'interruption additionné d'une prime.

[583] Pour l'ACIG, le fait qu'Énergir intervienne tardivement dans le processus d'approbation des tarifs pour l'année 2022-2023 introduit une instabilité tarifaire pour les clients industriels sans tenir compte de leurs besoins de flexibilité opérationnelle.

[584] L'ACIG indique que les retraits interdits constituent une question complexe pour les clients du secteur industriel qui ont recours à ces retraits en raison de nécessités opérationnelles. Lorsqu'un client reçoit un avis d'interruption, il doit adapter sa production et sa consommation d'énergie en conséquence. Afin d'éviter l'interruption il doit utiliser du GAI provenant d'Énergir ou du marché secondaire ou avoir recours à des énergies alternatives²⁴⁵.

[585] Des événements hors du contrôle d'un client industriel peuvent le forcer à ne pas respecter l'avis d'interruption et momentanément réaliser des retraits interdits afin de continuer à produire.

[586] Selon l'ACIG, la preuve d'Énergir ne présente aucune donnée ou analyse permettant à la Régie d'apprécier le caractère raisonnable et nécessaire de la pénalité proposée ni de déterminer les volumes en cause. Elle note également l'absence de solutions alternatives pour répondre aux problèmes d'approvisionnement additionnel. À cet effet, l'ACIG est

²⁴³ Pièce [B-0229](#), p. 66, art. 15.4.6, par. 6.

²⁴⁴ Pièce [C-ACIG-0031](#), p. 9 et p. 10.

²⁴⁵ Pièce [A-0066](#), p. 122 à 125.

d'avis que des grands clients au tarif D₄ peuvent disposer de capacités excédentaires qu'ils pourraient céder à Énergir pour pallier le manque d'outils d'approvisionnement.

[587] De plus, la proposition d'Énergir annoncée à trois mois de la période hivernale risque d'envoyer un mauvais signal au marché secondaire. L'intervenante estime qu'Énergir est en train de créer elle-même la situation qu'elle souhaite éviter et qui sera préjudiciable à l'ensemble de la clientèle.

136.3.3 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR

[588] Dans son argumentation²⁴⁶, Énergir reconnaît que sa proposition est déposée tardivement. Elle explique que le suivi de l'évolution des prix sur le marché au cours des derniers mois l'a incitée à agir avec prudence et diligence en vue de l'hiver à venir dans un contexte serré d'approvisionnement.

[589] En ce qui a trait à l'enjeu de la stabilité tarifaire, Énergir rappelle qu'elle a proposé une série de mesures permanentes de lissage des tarifs en phase 1 du présent dossier, lesquelles ont été approuvées par la Régie.

[590] Énergir doute que l'on puisse qualifier la pénalité attachée aux retraits interdits de tarif à proprement parler. Il s'agit davantage d'une condition de service attachée au service de distribution de la clientèle interruptible.

[591] Quant à l'utilisation des retraits interdits pour le maintien des activités de production de certains clients, Énergir fait valoir que les clients interruptibles ne doivent pas traiter les retraits interdits comme un service. Le paiement d'une pénalité ne leur donne pas un droit de consommer mais doit les dissuader de consommer davantage que la limite permise. Il importe de rappeler que dans les dossiers tarifaires, aucun volume ni aucun revenu n'est prévu pour les retraits interdits, puisque que par définition, ils sont interdits. Les solutions alternatives mises de l'avant par l'ACIG ont trait au déficit d'outils d'approvisionnement et non aux volumes en retraits qui sont justement interdits²⁴⁷.

²⁴⁶ Pièce [B-0246](#), p. 10 à 16.

²⁴⁷ Pièce [A-0068](#), p. 242.

[592] Bien que la proposition subsidiaire de l'ACIG soit intéressante, elle ne constitue pas pour Énergir l'option optimale en raison de sa complexité. Le choix de l'indice à privilégier et de la prime à appliquer engendre des questions auxquelles il faudra répondre. À cet égard, Énergir souligne que la pénalité sert un objectif de dissuasion et n'a pas comme vocation de refléter fidèlement le marché.

[593] Énergir souligne que le montant de 5 \$/m³ pour la pénalité est simple d'application et que tout autre chose, comme par exemple un indice plus une prime, aurait une vocation temporaire. Les travaux associés à la phase 4 au dossier R-3867-2013 auront lieu et cette pénalité de 5 \$/m³, qui est déjà approuvée, sera appliquée éventuellement²⁴⁸.

136.3.4 OPINION DE LA RÉGIE

[594] La Régie retient que la sécurité d'approvisionnement constitue un enjeu particulièrement important pour l'année 2022-2023 considérant le contexte d'approvisionnement gazier présenté en preuve. Elle retient également qu'une augmentation des retraits interdits pourrait menacer la sécurité d'approvisionnement ou engendrer des coûts déraisonnables pour l'ensemble de la clientèle.

[595] La Régie constate qu'Énergir justifie le dépôt tardif de sa demande par le fait que, contrairement à ce qui était anticipé, la situation tendue sur le marché des outils d'approvisionnement ne s'est pas améliorée durant l'été 2022 et que les prix observés pour l'hiver 2021-2022 devraient se maintenir pour la prochaine année.

[596] Les retraits interdits, bien que réalisés sur une base exceptionnelle comme l'affirme l'ACIG, ne peuvent être considérés comme des outils d'approvisionnement. Or, la Régie note que, selon Énergir, certains clients industriels ont déclaré vouloir consommer en retraits interdits pour l'hiver 2022-2023.

[597] Conséquemment, à l'instar d'Énergir, la Régie est d'avis qu'il faut redonner à la pénalité son caractère dissuasif dès l'hiver 2022-2023.

²⁴⁸ Pièce [A-0066](#), p. 243 et p. 244.

[598] La pénalité proposée par le Distributeur a fait l'objet d'un débat dans le cadre du dossier R-3867-2013 et a été approuvée par la Régie. Dans la décision D-2021-109, la Régie n'a pas retenu les représentations de l'ACIG à l'effet que la pénalité pour retraits interdits est indûment élevée.

[599] Par ailleurs, afin d'éviter les enjeux liés au dépôt tardif d'une demande, la Régie invite Énergir à mentionner, lors du dépôt de sa preuve principale, les possibilités envisagées au moment du dépôt et les raisons motivant son choix d'inclure ou non une demande spécifique. Ainsi, au présent dossier, Énergir aurait pu donner un signal sur le suivi des conditions de marché entourant le GAI et la possibilité de devancer la pénalité pour retraits interdits selon l'évolution de la situation.

[600] **En conséquence, la Régie approuve la modification à l'article 15.4.2.6 des CST telle que proposée par Énergir.**

137. DEMANDE D'ORDONNANCE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

137.1 DEMANDE D'ÉNERGIR

[601] Énergir demande à la Régie d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion de certaines pièces et de certains renseignements. Elle dépose, au soutien de ces demandes, des déclarations sous serment.

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

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

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

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

TABLEAU 28
LISTE DES PIÈCES ET INFORMATIONS FAISANT L'OBJET
DE DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

Pièce ou information faisant l'objet d'une demande d'ordonnance de traitement confidentiel	Pièce Régie	Déclaration sous serment	Durée demandée pour le traitement confidentiel
Annexe 3 de la pièce Énergir-H, Document 2	B-0041 (révisée comme pièce B-0138, B-0168 et B-0178 et déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0040, révisée comme pièce B-0148, B-0169 et B-0179)	Pièce B-0055	indéterminée
Informations caviardées contenues au tableau 7 de la pièce Énergir-H, Document 2	B-0041 (révisée comme pièce B-0138, B-0168 et B-0178 et déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0040, révisée comme pièce B-0148, B-0169 et B-0179)	Pièce B-0057	indéterminée
Informations caviardées de la section 3.1 et de l'annexe 7 de la pièce Énergir-H, Document 3	B-0043 (révisée comme pièce B-0140 et déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0042, révisée comme pièce B-0139)	Pièce B-0058	indéterminée
Informations caviardées et tableaux 5 à 12 contenus à la section 2 de la pièce Énergir-H, Document 4	B-0045 (révisée comme pièce B-0208 et déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0044, révisée comme pièce B-0207)	Pièce B-0058	indéterminée
Page 2 de la pièce Énergir-H, Document 6	B-0048 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0047)	Pièce B-0058	indéterminée

Informations caviardées contenues à la section 1.2 de la pièce Énergir-H, Document 3	B-0043 (révisée comme pièce B-0140 et déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0042, révisée comme pièce B-139)	Pièce B-0058	10 ans
Informations caviardées de la section 1 de la pièce Énergir-H, Document 4 (à l'exception de celles contenues au tableau 2)	B-0045 (révisée comme pièce B-0208 et déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0044, révisée comme pièce B-0207)	Pièce B-0058	10 ans
Informations caviardées contenues à l'annexe 4 de la pièce Énergir-H, Document 3, au tableau 2, à la section 3 et les annexes 1 et 2 de la pièce Énergir-H, Document 4	B-0043 (révisée comme pièce B-0140 et déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0042, révisée comme pièce B-0139)	Pièce B-0058	1 an
Informations caviardées contenues à la pièce Énergir-J, Document 4	B-0072 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0071)	Pièce B-0057	indéterminée
Informations caviardées contenues aux pièces Énergir-L, Documents 2 et 5,	B-0080 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0079)	Pièce B-0056	jusqu'à la finalisation des projets
Informations caviardées contenues à la pièce Énergir-M, Document 1	B-0088 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0087)	Pièce B-0056	10 ans
Annexe 2 de la pièce Énergir-N, Document 17	B-0114 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0113)	Pièce B-0059	indéterminée
Informations caviardées contenues à la pièce Énergir-N, Document 6,	B-0102 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0101)	Pièce B-0058	indéterminée
Informations caviardées contenues aux tableaux 1 et 2 de la pièce Énergir-Q, Document 1	B-0120 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0119)	Pièce B-0057	indéterminée

Informations caviardées contenues aux réponses à la question 7.1 de la pièce Énergir-T, Document 12 et aux questions 10.4 et 14.1 de la pièce Énergir-T, Document 13	Pièce B-0185 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0186) et pièce B-0187, révisée comme pièce B-0198 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0188, révisée comme pièce B-0199)	Pièce B-0176	10 ans
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------	--------

[605] Questionnée en cours d'audience sur le traitement confidentiel d'une durée indéterminée, Énergir indique n'avoir aucun inconvénient à confirmer à la Régie, par le biais d'un suivi administratif aux cinq ans, si le maintien de la confidentialité est toujours requis²⁴⁹.

137.2 OPINION DE LA RÉGIE

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

[607] Après examen des motifs énoncés aux déclarations sous serment indiquées à la troisième colonne du tableau 28 ci-dessus, la Régie juge qu'ils justifient que les pièces et informations déposées sous pli confidentiel identifiées à la première colonne du même tableau soient traitées de façon confidentielle.

[608] La Régie accueille donc la demande d'ordonnance de traitement confidentiel relatives à ces pièces et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion pour les durées énoncées à la dernière colonne du tableau 28.

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

²⁴⁹ Pièce [B-0246](#), p. 28.

[610] **Pour l'ensemble de ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande d'Énergir;

APPROUVE le plan d'approvisionnement 2023-2026;

PREND ACTE du suivi présentant les principes réglementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service demandé à la décision D-2019-141 (par. 140) et **DEMANDE** d'y ajouter des renseignements additionnels;

AUTORISE des dépenses d'exploitation de 244 318 000 \$;

PREND ACTE de la rentabilité du plan de développement 2022-2023 et **S'EN DÉCLARE SATISFAITE**;

APPROUVE un taux de FGE de 23,46 % pour l'année tarifaire 2022-2023;

AUTORISE pour l'année 2022-2023 les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4,0 M\$ estimés à 193,4 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 193,4 M\$;

APPROUVE les additions à la base de tarification relatives aux projets d'investissement inférieurs à 4 M\$;

ÉTABLIT la base de tarification aux fins d'établissement des tarifs à 2 619 473 000 \$;

APPROUVE une augmentation de 9,3 M\$ à la marge du budget 2022-2023 du PGEÉ de 33,8 M\$ déjà approuvé par la Régie au dossier R-4043-2018;

ÉTABLIT le budget global du PGEÉ à 42,7 M\$, incluant 38,1 M\$ en aides financières et 4,6 M\$ en dépenses d'exploitation, aux fins de l'établissement des tarifs pour l'année 2022-2023;

APPROUVE la révision proposée à la stratégie d'achats des droits d'émission de GES autorisée pour la période de conformité 2024-2026;

APPROUVE la pondération aux indices de qualité de service telle que proposée par Énergir;

APPROUVE, pour l'année tarifaire 2022-2023, le prix de fourniture du GNR, le prix de la contribution au verdissement du réseau gazier et les taux du tarif de réception, tels que proposés;

APPROUVE la stratégie tarifaire d'établissement des tarifs de distribution proposée pour l'année tarifaire 2022-2023;

AUTORISE Énergir à intégrer à son coût de service en distribution les coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations d'un producteur de GNR visant à remplacer ou à mettre à niveau les équipements en place;

AUTORISE à compter de l'année tarifaire 2022-2023, les modifications proposées au taux – Volet Distribution du tarif de réception;

APPROUVE les modifications aux articles 15.5.2.1.2 et 15.4.2.6 des CST;

ACCUEILLE la demande d'ordonnance de traitement confidentiel des informations et pièces présentées au tableau 28;

INTERDIT la divulgation la publication et la diffusion des pièces et informations identifiées aux deux premières colonnes du tableau 28 et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements qu'elles contiennent pour les durées énoncées à la dernière colonne du tableau 28;

DEMANDE à Énergir de l’informer, dans un délai de cinq ans à la suite de la présente décision, de l’opportunité, ou non, de rendre publiques les informations pour lesquelles le traitement confidentiel est ordonné pour une durée indéterminée;

DEMANDE à Énergir de déposer, pour approbation, la mise à jour de l’information au dossier en fonction des dispositions de la présente décision, au plus tard le **14 novembre 2022 à 12 h**;

ORDONNE à Énergir de se conformer à l’ensemble des éléments décisionnels contenus à la présente décision.

Simon Turmel
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Pierre Dupont
Régisseur

LISTE DES ACRONYMES

ASF	avantages sociaux futurs
BDC	base de données comptables
CASEP	compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes
CASS	compte d'aide au soutien social
CAU	capacité attribuée et utilisée
CFR	compte de frais reportés
CII	Commercial, institutionnel, industriel (excluant les clients VGE)
CMC	capacité maximale contractuelle
CST	Conditions de service et Tarif
CTBM	Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie
DDR	demande de renseignements
EDA	zone de livraison de TCPL (Eastern Delivery Area)
FGC	frais généraux corporatifs
FGE	frais généraux entrepreneurs
FTLH	Firm Transportation Long Haul
FTSH	Firm Transportation Short Haul
GES	gaz à effet de serre
GM GNL	Gaz Métro GNL
GNL	gaz naturel liquéfié
GNR	gaz naturel renouvelable
IP	indice de profitabilité
ISO	Organisation internationale de normalisation
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
MAG	manque à gagner
MFR	ménage à faible revenus
NAESB	North American Energy Standards Board
OMQ	obligation minimale quotidienne
PCGR	principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PCR	processus de consultation règlementaire
PGEÉ	plan global en efficacité énergétique
PMD	petit et moyen débits
PRC	programme de rabais à la consommation
PRRC	programme de rabais et rétention de la clientèle
SPEDE	système de plafonnement et d'échange de droits d'émission
STS	Storage Transportation Service
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TP	trop-perçu
VGE	ventes grandes entreprises