

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2021-140

R-4151-2021

3 novembre 2021

PRÉSENTS :

Simon Turmel
Louise Rozon
Esther Falardeau
Régisseurs

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

et

**Intervenants et personne intéressée dont les noms
apparaissent ci-après**

Décision sur le fond

*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de
modification des Conditions de service et Tarif
d'Énergir, s.e.c., à compter du 1^{er} octobre 2021*

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.

représentée par M^{es} Vincent Locas et Marie Lemay Lachance.

Intervenants :

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^e André Turmel;

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

représenté par M^e Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC)

représentée par M^e Éric McDevitt David;

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

représenté par M^e Dominique Neuman.

Personne intéressée :

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE)

représentée par M^e Gabrielle Champigny.

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	8
1.1	Demande.....	8
2.	CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE	9
3.	PROCESSUS DE CONSULTATION RÉGLEMENTAIRE	10
4.	PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES ET PRATIQUES TARIFAIRES	11
4.1	Principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement du coût de service.....	11
4.2	Modification des périodes d'amortissements de certains comptes de frais reportés en distribution et transport.....	12
4.3	Méthode de calcul du taux de frais généraux corporatifs	18
4.4	Suivi de décisions portant sur le plan triennal d'implantation des règles d'or en Santé et Sécurité	21
5.	PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER	23
5.1	Prévision de la demande de gaz naturel.....	24
5.2	Outils d'approvisionnement requis – Service de pointe	30
5.3	Prévision d'approvisionnement et de distribution de gaz naturel renouvelable.....	32
5.4	Contrat d'entreposage entré en vigueur le 1 ^{er} avril 2021	34
5.5	Remplacement des capacités d'entreposage à Dawn au 1 ^{er} avril 2022	37
5.6	Augmentation des capacités de retrait aux sites d'Intragaz situés à Pointe-du-Lac et à Saint-Flavien.....	39
5.7	Transactions conclues auprès de sociétés apparentées en matière d'approvisionnement gazier	45
5.8	Contrats-cadres conclus auprès de sociétés apparentées en matière d'approvisionnement gazier	45
5.9	Initiative d'approvisionnement responsable.....	48
6.	UTILISATION DE L'USINE LSR PAR L'ACTIVITÉ NON RÉGLEMENTÉE	50
6.1	Coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL pour l'exercice financier 2021-2022	50
6.2	Déséquilibres volumétriques causés par l'activité de regazéification du client GM GNL.....	51
6.3	Allocation des coûts associés à l'activité « Chargements » à l'usine LSR	52
6.4	Opinion de la Régie.....	53

7.	REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE	54
7.1	Revenu requis.....	54
7.2	Ajustement tarifaire.....	56
7.3	Position des intervenants.....	60
7.4	Opinion de la Régie.....	60
8.	DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION.....	62
8.1	Proposition d'Énergir.....	62
8.2	Position de la FCEI.....	63
8.3	Opinion de la Régie.....	64
9.	DÉVELOPPEMENT DES VENTES	66
9.1	Plan de développement des ventes 2021-2022	66
9.2	Programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie.....	67
9.3	Suivi de la décision portant sur l'effritement des ventes PMD.....	68
9.4	Taux de frais généraux entrepreneurs.....	69
10.	PLAN PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS.....	70
10.1	Proposition d'Énergir.....	70
10.2	Opinion de la Régie.....	72
11.	PROJETS D'ACQUISITION OU DE CONSTRUCTION D'IMMEUBLES OU D'ACTIFS DONT LE COÛT INDIVIDUEL EST INFÉRIEUR AU SEUIL RÈGLEMENTAIRE	73
11.1	Proposition d'Énergir.....	73
11.2	Opinion de la Régie.....	74
12.	BASE DE TARIFICATION	74
12.1	Additions à la base de tarification	74
12.2	Établissement de la base de tarification	76
12.3	Opinion de la Régie.....	77
13.	STRATÉGIE FINANCIÈRE	78
13.1	Proposition d'Énergir.....	78
13.2	Opinion de la Régie.....	79
14.	PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	80
14.1	Proposition d'Énergir.....	80
14.2	Position des intervenants.....	82
14.3	Opinion de la Régie.....	83

15.	COMPTES D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP) ET AU SOUTIEN SOCIAL (CASS)	84
15.1	Proposition d'Énergir pour le CASEP	84
15.2	Position des intervenants et commentaires du ROEE	85
15.3	Opinion de la Régie.....	86
16.	INDICES DE QUALITÉ DE SERVICE ET CONDITIONS D'ACCÈS AU TROP-PERÇU	87
16.1	Proposition d'Énergir.....	87
16.2	Position des intervenants.....	90
16.3	Contre-preuve d'Énergir.....	93
16.4	Opinion de la Régie.....	95
17.	FONCTIONNALISATION ET TARIFICATION DES COÛTS SUPPLÉMENTAIRES DU SPEDE AUX VOLUMES DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE	97
17.1	Proposition d'Énergir.....	97
17.2	Opinion de la Régie.....	97
18.	STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES 2021-2022	98
18.1	Tarifs de distribution	98
18.2	Tarif de transport	99
18.3	Tarif d'équilibrage.....	99
18.4	Grilles tarifaires	100
18.5	Opinion de la Régie.....	100
19.	TARIF DE RÉCEPTION.....	101
19.1	Proposition d'Énergir.....	101
19.2	Opinion de la Régie.....	103
20.	MODIFICATIONS AU TEXTE DES <i>CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF</i>	103
20.1	Chapitre 7. Paiement.....	103
20.2	Chapitre 8. Dépôt	104
20.3	Chapitre 12. Transport	106
20.4	Chapitre 4. Demande de service de gaz naturel et contrat.....	106

21. DEMANDE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL	109
21.1 Demande d'Énergir.....	109
21.2 Opinion de la Régie.....	112
DISPOSITIF	112
ANNEXE	116
LISTE DES ACRONYMES	117

1. INTRODUCTION

1.1 DEMANDE

[1] Le 1^{er} avril 2021, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 (1^o), (2^o) et (2.1^o), 32, 34 (2), 48, 49, 52, 72, 73 et 74 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des *Conditions de service et Tarif* (CST) à compter du 1^{er} octobre 2021 ainsi que certaines pièces à son soutien.

[2] Le 16 avril 2021, la Régie rend sa décision procédurale D-2021-048².

[3] Les 23 avril, 4 mai et 1^{er} juin 2021, Énergir dépose une demande amendée suivie d'une demande réamendée et d'une deuxième demande réamendée.

[4] Le 7 juin 2021, la Régie rend sa décision procédurale D-2021-073³.

[5] Le 23 juin 2021, Énergir dépose une troisième demande réamendée.

[6] Le 6 juillet 2021, la Régie rend sa décision D-2021-085 sur les taux provisoires du tarif de réception relatifs au point de réception Coop Agri-Énergie Warwick (Warwick) et l'utilisation d'un compte de frais reportés (CFR)⁴.

[7] Les 7 juillet, 6 et 23 août 2021, Énergir dépose une quatrième, cinquième et sixième demande réamendée (la Demande)⁵. Cette dernière, sur laquelle la Régie se prononce dans la présente décision, est déposée, en plus des articles de la Loi cités au paragraphe 1 de la présente décision, en vertu de l'article 85.41 de la Loi.

[8] Du 7 au 10 septembre 2021, la Régie tient une audience. Au terme de celle-ci, la Régie rend une décision, séance tenante, par laquelle elle autorise Énergir à appliquer

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² Décision [D-2021-048](#).

³ Décision [D-2021-073](#).

⁴ Décision [D-2021-085](#).

⁵ Pièce [B-0161](#).

provisoirement, à compter du 1^{er} octobre 2021, les taux et grilles tarifaires soumis pour approbation et présentés aux pièces B-0088 et B-0117⁶.

[9] Le 16 septembre 2021, la Régie rend sa décision D-2021-120 portant sur la demande d'approbation finale des taux du tarif de réception relatifs au point de réception Warwick de l'année 2020-2021 et sur les motifs de la décision rendue séance tenante relative à la demande d'application provisoire, à compter du 1^{er} octobre 2021, des taux et grilles tarifaires proposés pour l'année 2021-2022⁷.

[10] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la Demande.

2. CONCLUSIONS PRINCIPALES DE LA RÉGIE

[11] La Régie autorise, de manière exceptionnelle et uniquement pour l'exercice financier 2021-2022, des modifications aux périodes d'amortissement de CFR afin d'atténuer la variation tarifaire présentée au présent dossier. Pour le service de distribution, la Régie estime l'ajustement tarifaire à 77,6 M\$, soit une hausse des tarifs de 13,6 %. L'ajustement tarifaire en transport est celui demandé par Énergir, soit une hausse de 46,3 M\$ ou 32,0 %.

[12] Globalement, pour l'ensemble des services de transport, d'équilibrage, de distribution, d'ajustement des inventaires et du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE), la hausse tarifaire est estimée à 15,6 %. La Régie retient également la stratégie tarifaire telle que proposée par Énergir.

[13] À compter du prochain dossier tarifaire, l'indice de maintien de la qualité de service lié à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) sera remplacé par un suivi spécifique. L'année 2021-2022 sera donc la dernière année d'application de cet indice. À cette fin, la Régie retient la proposition d'Énergir, incluant la cible de 250 tonnes d'équivalent (éq.) CO₂ et la possibilité d'utiliser du gaz naturel renouvelable (GNR) pour décarboner une partie de ses opérations.

⁶ Pièce [A-0032](#), p. 187 et suivantes.

⁷ Décision [D-2021-120](#).

3. PROCESSUS DE CONSULTATION RÉGLEMENTAIRE

[14] Depuis 2016, Énergir dispose d'un processus de consultation réglementaire (PCR) lui permettant de tenir des séances de travail avec les participants réguliers aux travaux de la Régie sur des sujets qui ne sont pas en cours d'examen par cette dernière. Dans sa décision D-2018-158, la Régie approuvait la tenue de telles rencontres jusqu'au 30 septembre 2021⁸.

[15] Énergir se dit satisfaite du processus et souligne que l'engagement et l'expertise des intervenants lors des discussions ont une influence directe dans l'élaboration de ses dossiers. Les enjeux et préoccupations soulevés par ceux-ci durant les rencontres lui permettent de mieux cibler, structurer et documenter ses preuves.

[16] Considérant que le PCR est un outil bénéfique pour l'ensemble des parties prenantes, à faible coût, Énergir demande à la Régie d'approuver la reconduction du PCR de façon permanente.

[17] Les intervenants appuient la proposition d'Énergir.

[18] **Pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie approuve la reconduction du PCR de façon permanente.**

⁸ Dossier R-4018-2017 Phase 2, décision [D-2018-158](#), p. 18, par. 22.

4. PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES, NORMES ET MÉTHODES COMPTABLES ET PRATIQUES TARIFAIRES

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

[19] En suivi des décisions D-2019-141⁹ et D-2021-120¹⁰, Énergir présente les principes réglementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service dans la pièce révisée B-0131¹¹.

[20] De plus, en suivi de la décision D-2020-145¹², Énergir présente les modifications aux conventions comptables en vertu des principes comptables généralement reconnus (PCGR) des États-Unis, qui seront adoptées au 1^{er} octobre 2021. Ces modifications portent sur la réforme du taux d'intérêt de référence et la comptabilisation des impôts¹³.

4.1.1 OPINION DE LA RÉGIE

[21] **La Régie prend acte du suivi présenté dans la pièce B-0131 portant sur les principes réglementaires, normes et méthodes comptables utilisés aux fins de l'établissement des dépenses nécessaires à la prestation du service et s'en déclare satisfaite.**

[22] **La Régie demande à Énergir de refléter les dispositions prévues aux sections 4.2 et 4.3 de la présente décision portant sur l'amortissement des CFR et l'imputation des frais généraux corporatifs (FGC) aux projets d'investissements dans le prochain dépôt du suivi de la décision D-2019-141.**

[23] **La Régie prend acte de l'absence d'impact à l'égard des modifications aux PCGR des États-Unis sur la réforme du taux d'intérêt de référence et s'en déclare satisfaite.**

⁹ Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 35.

¹⁰ *Supra note 7.*

¹¹ Pièce [B-0131](#).

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

¹³ Pièce [B-0038](#).

[24] **La Régie prend acte qu'Énergir déposera, au dossier tarifaire 2022-2023, un suivi à l'égard des modifications aux PCGR des États-Unis relatives à la comptabilisation des impôts.**

4.2 MODIFICATION DES PÉRIODES D'AMORTISSEMENTS DE CERTAINS COMPTES DE FRAIS REPORTÉS EN DISTRIBUTION ET TRANSPORT

[25] Énergir propose, de manière exceptionnelle et uniquement pour l'exercice 2021-2022, de revoir l'amortissement de trois CFR afin de réduire l'impact de la hausse anticipée des tarifs de l'année 2021-2022 des services de distribution et transport, présentée à la section 7.2 de la présente décision. L'application de ces mesures d'atténuation permet de réduire l'ajustement tarifaire global de 23,35 % à 17,69 %¹⁴.

[26] Énergir soumet que l'objectif visé est de minimiser la hausse des tarifs pour l'exercice 2021-2022 de manière à favoriser la reprise économique graduelle dans le contexte pandémique actuel, tout en maintenant un équilibre au niveau de l'équité intergénérationnelle.

[27] À cet égard, Énergir souligne que dans ses décisions D-2015-177 et D-2020-145, la Régie permettait l'amortissement d'un CFR comme outil de nivellement tarifaire¹⁵.

4.2.1 SERVICE DE DISTRIBUTION

[28] Énergir mentionne que plusieurs CFR ayant des soldes créditeurs ont été remis aux clients lors de l'année 2020-2021, ayant pour effet de limiter la hausse tarifaire de cet exercice financier. Au présent dossier, les sommes à récupérer des clients en 2021-2022 ne sont pas compensées par des soldes créditeurs, accentuant ainsi l'effet de la hausse de 88,1 M\$¹⁶.

¹⁴ Pièce [B-0165](#), p. 6.

¹⁵ Pièce [B-0140](#), p. 21, R1.10.1 référant aux décisions [D-2015-177](#) et [D-2020-145](#) rendues dans les dossiers R-3879-2014 et R-4119-2020.

¹⁶ Pièce [B-0104](#), p. 3. En incluant la variation liée au CFR – Cotisations d'impôt présentée au Tableau 1, l'effet de la hausse totalise 88,3 M\$.

[29] Cet effet à la hausse ainsi que les CFR identifiés par Énergir comme outil potentiel de nivellement tarifaire sont présentés au tableau suivant :

TABLEAU 1
CFR EN DISTRIBUTION IDENTIFIÉS PAR ÉNERGIR

Amortissement des CFR identifiés par Énergir et Compte d'application tardive des tarifs (en 000\$)	2020-2021	2021-2022		Variation 2022 vs 2021	
		initiale	proposée	initiale	proposée
CFR présentant une variation significative entre les années					
Avantages sociaux futurs (ASF) - écarts de prévision annuels	(5 350)	22 829	7 610	28 179	12 960
Stabilisation tarifaire - température et vent	(22 152)	4 285	4 285	26 437	26 437
(Trop-perçus) et manques à gagner - distribution	(21 037)	(1 985)	(1 985)	19 052	19 052
CFR - Cotisations d'impôt	(1 361)	(1 169)	(4 675)	192	(3 314)
Sous-total des outils potentiels de nivellement tarifaire	(49 900)	23 960	5 235	73 860	55 135
Compte d'application tardive des tarifs de l'année 2020-2021	(12 493)	1 917	1 917	14 410	14 410
	(62 393)	25 877	7 152	88 270	69 545

Source : Tableau établi par la Régie à partir des pièces [B-0104](#), p. 8, [B-0066](#), p. 3 et du dossier R-4119-2020, pièce [B-0066](#), p. 3.

CFR relatif aux écarts de prévision annuels pour les avantages sociaux futurs (ASF)

[30] En ce qui a trait aux ASF, Énergir mentionne que la prévision du coût des ASF intégrée aux dossiers tarifaires est établie en fonction des informations préparées par ses actuaires, selon les hypothèses jugées les plus probables lors de l'établissement des données, en conformité avec la norme ASC 715 et les normes de pratique de l'Institut canadien des actuaires¹⁷. Selon Énergir, le taux d'intérêt est l'hypothèse ayant le plus d'impact car la valeur des coûts et des obligations des ASF est très sensible à sa variation¹⁸.

[31] Le Distributeur présente également l'historique de la charge de retraite depuis l'année 2016-2017¹⁹. Plus spécifiquement pour l'année 2019-2020, Énergir mentionne que la baisse des taux d'intérêt a entraîné une hausse du coût des ASF constatés au rapport annuel par rapport aux prévisions du dossier tarifaire, celles-ci étant établies en janvier 2019.

¹⁷ Pièces [B-0104](#) et [B-0131](#), référant aux dossier R-3940-2015, décision [D-2015-212](#), p. 14 et dossier R-3970-2016, décision [D-2016-156](#), p. 47.

¹⁸ Pièce [B-0135](#), p. 7, R2.3.

¹⁹ Pièce [B-0135](#), p. 12, Annexe Q-2.2.1.

[32] À l'inverse, Énergir explique que la hausse des taux d'intérêt observée au cours des derniers mois devrait éventuellement entraîner une baisse du coût des ASF. Dans l'éventualité où cette hausse des taux d'intérêt se maintenait, les montants à récupérer au cours des prochains exercices pourraient être compensés par une éventuelle baisse du coût des ASF. Dans ce contexte, le Distributeur soumet que l'étalement de l'amortissement proposé au présent dossier permettrait de favoriser un meilleur appariement²⁰.

[33] Pour le CFR relatif à l'écart budgétaire lié aux ASF, Énergir propose de prolonger la période d'amortissement d'un an à trois ans. La charge d'amortissement passerait de 22,8 M\$ à 7,6 M\$, soit une diminution de 15,2 M\$ en 2021-2022.

[34] Questionnée à cet effet, Énergir indique qu'il est possible, alternativement, d'envisager la possibilité de suspendre temporairement l'amortissement du CFR – écarts de prévision annuels des ASF et de reporter la détermination de la période d'amortissement au prochain dossier tarifaire, en fonction du contexte qui prévaudra à ce moment.

[35] Selon ce scénario, Énergir estime que la hausse tarifaire du service de distribution s'établirait à 14,71 %, soit une diminution de 2 % comparativement à la hausse demandée. L'impact sur le revenu requis serait une baisse de 11,8 M\$²¹.

[36] Le Distributeur est toutefois d'avis que cette possibilité comporte certains risques et inconvénients. Selon lui, il faut notamment considérer que l'écart budgétaire projeté pour l'année 2020-2021 ne permettra pas de neutraliser l'écart budgétaire de 2019-2020. De plus, bien qu'une hausse des taux d'intérêt ait été observée au cours des derniers mois, il subsiste toujours une grande incertitude économique et il demeure difficile de se prononcer sur l'évolution de l'ensemble des composantes du coût des ASF pour les prochains dossiers tarifaires.

CFR relatif à la stabilisation tarifaire – température et vent

[37] En ce qui a trait au compte de stabilisation tarifaire lié à la température et au vent, Énergir mentionne que les sommes capitalisées à ce CFR sont récupérées ou remises dans les 24 mois suivants la fin de l'année de constatation. Elle indique également que les PCGR

²⁰ Pièce [B-0140](#), p. 21, R1.10.1.

²¹ Pièce [B-0180](#), p. 11, référant à la pièce [B-0152](#), p. 13 et 14, R6.1 et R6.2.

des États-Unis ne permettent pas la prolongation de la période d'amortissement de ce type de CFR au-delà de la période actuellement prévue.

[38] Pour ce CFR, Énergir ne propose donc aucune modification.

[39] Toutefois, en réponse à l'engagement n° 3 pris lors de l'audience, Énergir confirme qu'il serait possible d'amortir l'écart lié au compte de stabilisation tarifaire de la température de l'année 2020-2021 en totalité dans l'année 2022-2023. L'impact sur le revenus requis en distribution serait une baisse de 6,1 M\$. La hausse tarifaire passerait de 16,78 % à 15,70 %²². Par ailleurs, Énergir évalue que le report de l'amortissement du CFR créerait une augmentation de la version tarifaire en 2022-2023.

CFR relatif aux cotisations d'impôts

[40] La période d'amortissement du CFR lié aux cotisations d'impôt est de cinq ans. Énergir propose d'amortir la totalité du solde résiduel à remettre aux clients du CFR lié aux cotisations d'impôts. À cet égard, Énergir rappelle que, lors de l'audience au dossier tarifaire 2020-2021, la Régie avait envisagé cette possibilité de manière à réduire davantage le revenu requis. À ce moment, il était trop tard pour qu'Énergir puisse intégrer cette proposition à son dossier tarifaire²³.

4.2.2 SERVICE DE TRANSPORT

[41] Pour permettre d'atténuer la hausse tarifaire prévue au présent dossier pour le service de transport, Énergir propose d'étaler l'amortissement du CFR lié aux trop-perçus et manques à gagner - Transport sur trois ans plutôt que sur un an.

[42] Cette modification présentée au tableau suivant aurait pour effet de réduire à 12,6 M\$ le montant à récupérer de la clientèle au cours de l'exercice 2021-2022, et d'étaler la récupération du solde de 25,3 M\$ sur les deux prochaines années.

²² Pièce [B-0187](#).

²³ Pièce [B-0140](#), p. 21, R1.10.1 référant au dossier R-4119-2020, pièce [B-0199](#).

TABLEAU 2
CFR EN TRANSPORT IDENTIFIÉ PAR ÉNERGIR

Amortissement des CFR en transport présentant une variation significative entre les années (en 000\$)	2020-2021	2021-2022		Variation 2022 vs 2021	
		initiale	proposée	initiale	proposée
(Trop-perçus) et manques à gagner - transport	(20 798)	37 948	12 649	58 746	33 447

Source : Tableau établi par la Régie à partir de la pièce [B-0104](#), p. 10.

4.2.3 POSITION DES INTERVENANTS

[43] L'ACIG, l'AHQ-ARQ, la FCEI et OC appuient la proposition d'Énergir de revoir l'amortissement de certains CFR afin d'échelonner la variation tarifaire de l'année 2021-2022.

[44] L'AHQ-ARQ recommande toutefois de ne pas amortir en 2021-2022 le CFR relatif aux écarts budgétaires des ASF de l'année 2019-2020. Elle recommande également de prolonger d'un an à cinq ans la période d'amortissement du CFR relatif aux trop-perçus et manques à gagner du service de transport. L'intervenante estime que la variation tarifaire globale pour l'année 2021-2022 passerait ainsi de 17,69 % à 15,85 %²⁴.

[45] La FCEI recommande plutôt à la Régie de plafonner la variation tarifaire du service de distribution à 12 % en 2021-2022, et de répartir le solde résiduel sur les quatre prochains dossiers tarifaires. À cette fin, l'intervenante propose de maintenir les règles d'amortissement en vigueur et de créer un CFR propre à l'objectif d'étalement de la hausse tarifaire de l'année 2021-2022²⁵.

[46] OC appuie la proposition d'Énergir à l'exception du traitement proposé pour le CFR relatif aux écarts de prévision annuels des ASF. L'intervenante propose de reporter 100 % de cet amortissement au prochain dossier tarifaire et de fixer la hausse tarifaire du service de distribution à 14,71 % plutôt que 16,78 %²⁶.

²⁴ Pièce C-AHQ-ARQ-0015, p. 16 (fichier PowerPoint).

²⁵ Pièce C-FCEI-0013, p. 5 (fichier PowerPoint).

²⁶ Pièce C-OC-0016, p. 9 (fichier PowerPoint).

[47] SÉ-AQLPA recommande à la Régie de refuser la modification des périodes d'amortissement des CFR visés pour atténuer la hausse tarifaire de l'année 2021-2022.

[48] Selon l'intervenant, il est imprudent de reporter une partie de la hausse tarifaire aux années ultérieures considérant que des hausses tarifaires pourraient s'ajouter dans le futur. De plus, il soumet que la proposition d'Énergir fausse le signal de prix et est non conforme aux principes en matière de régulation économique. À cet effet, l'intervenant cite deux décisions dans lesquelles la Régie n'a pas retenu les scénarios d'étalement tarifaire proposés.

4.2.4 OPINION DE LA RÉGIE

[49] Pour les motifs présentés à la section 7.4 de la présente décision, la Régie juge qu'il y a lieu d'autoriser des mesures d'atténuation pour diminuer l'impact de la variation tarifaire de l'année 2021-2022 et, qu'à cette fin, il est approprié d'utiliser des CFR existants comme outil de nivellement tarifaire.

[50] Conséquemment, de manière exceptionnelle et uniquement pour l'exercice financier 2021-2022, la Régie autorise les mesures suivantes :

- **réduction de la période d'amortissement de la totalité du solde résiduel du CFR-Cotisations d'impôt relatif à l'année 2018-2019, soit de cinq ans à un an;**
- **prolongation de la période d'amortissement du CFR-Trop-perçus et manques à gagner en transport relatif à l'année 2019-2020, soit de un an à trois ans;**
- **suspension de la période d'amortissement du CFR-ASF-écarts de prévision relatif à l'année 2019-2020 de façon à ne pas inclure de montant dans le coût de service 2021-2022;**
- **report de l'amortissement de l'écart lié au compte de stabilisation tarifaire de la température de l'année 2020-2021 en totalité dans l'année 2022-2023.**

[51] La Régie demande à Énergir de présenter, dans le prochain dossier tarifaire, une proposition pour la période d'amortissement des CFR – écarts de prévision liés aux ASF des années 2019-2020 et 2020-2021 en fonction du contexte qui prévaudra à ce moment.

4.3 MÉTHODE DE CALCUL DU TAUX DE FRAIS GÉNÉRAUX CORPORATIFS

[52] Dans sa décision D-2020-126, la Régie se prononçait ainsi :

« [120] La Régie retient également que bien que la méthode retenue s'appuyait notamment sur le seuil de 1,5 M\$ prévu au Règlement avant sa hausse à 4 M\$, elle permet d'établir un équilibre raisonnable dans l'imputation des FGC aux différents projets d'investissement. La modification du seuil prévu au Règlement ne change donc pas la justesse de la méthode de détermination des FGC approuvée par la Régie.

[121] La Régie note que malgré que la méthode de calcul des FCG demeure raisonnable, elle constate qu'elle n'a pas été revue depuis plusieurs années et qu'elle ne tient pas compte du rehaussement du seuil. La Régie rappelle que la Décision prévoit que :

[...]

[122] En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une preuve afin d'établir la méthode de calcul en fonction du nouveau seuil de 4 M\$ ainsi que réexaminer la justesse des taux de la méthode »²⁷.

[53] Dans sa preuve déposée en suivi de la décision précitée, Énergir décrit les FGC comme étant des frais administratifs associés aux activités de soutien à la planification et à la réalisation de projets d'investissement pour certaines catégories d'immobilisations et qui ne sont pas attribués à un projet en particulier étant donné leur caractère général²⁸.

[54] Les taux FGC, quant à eux, s'appliquent aux projets d'immobilisations concernés dont le coût individuel est égal ou supérieur au seuil de 4 M\$ prévu au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*²⁹ (le Règlement d'application) ainsi qu'à tous les projets visés par un tarif de réception de gaz naturel, sans

²⁷ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2020-126](#), p. 34 et 35.

²⁸ Pièce [B-0109](#), p. 2, référant au dossier R-3867-2013 Phase 3, pièce [B-0494](#).

²⁹ [RLRQ c. R-6.01, r. 2.](#)

égard aux coûts de l'investissement. Le solde de l'enveloppe globale des FGC est imputé aux investissements inférieurs au seuil de 4 M\$³⁰.

[55] Au présent dossier, Énergir présente deux méthodes pour imputer l'enveloppe globale annuelle des FGC, soit i) un taux moyen unique (sans seuil de dégressivité) et ii) deux taux et un seuil de dégressivité (méthode actuelle).

4.3.1 TAUX MOYEN UNIQUE

[56] Sur la base des données réelles des années 2018 à 2020, Énergir indique qu'un taux moyen de 11,29 % permettrait de récupérer l'ensemble de l'enveloppe FGC s'il était appliqué au volume annuel des immobilisations concernées.

[57] Le Distributeur ne retient pas cette approche d'un taux moyen unique puisque celle-ci néglige le principe selon lequel plus un projet d'investissement est important, moins il y a une corrélation linéaire entre les coûts directs du projet et les coûts indirects que sont les FGC.

4.3.2 SEUIL DE DÉGRESSIVITÉ (MÉTHODE ACTUELLE)

[58] Énergir propose de maintenir la méthode actuelle qui prévoit que le seuil de dégressivité s'applique après le premier 1,5 M\$. De plus, en fonction des données réelles des années 2018 à 2020, elle propose d'établir le premier taux à 14,45 % et de maintenir le second taux à 2 %³¹.

[59] Énergir explique que l'utilisation d'un seuil de dégressivité permet de limiter la volatilité des résultats en éliminant les variations causées par les très grands projets qui ne se matérialisent qu'occasionnellement. D'autre part, l'utilisation d'un plafond fait en sorte que le premier taux FGC de la méthode est déterminé sur un volume d'investissement équivalent au volume sur lequel il s'appliquera.

³⁰ Pièce [B-0044](#), p. 25.

³¹ Pièce [B-0109](#), p. 3.

[60] Aux fins de l'analyse de la méthode actuelle, Énergir a appliqué un plafond égal aux deux seuils de dégressivité considérés, soit le seuil de dégressivité actuel à 1,5 M\$ et un autre seuil à 4 M\$.

[61] Basé sur son analyse, Énergir constate que la hausse du seuil de dégressivité à 4 M\$ se traduirait par un impact important des FGC alloués aux projets, plus particulièrement ceux d'une valeur de 4 M\$ à 10 M\$. En effet, ces derniers se verraient allouer des FGC de 50 % à 100 % supérieurs qu'avec le seuil de dégressivité actuel, bien qu'il n'y ait eu aucun changement dans les pratiques ou les coûts d'Énergir. Cette allocation supplémentaire de FGC impliquerait des hausses de coûts globaux de l'ordre de 2 % à 6 % pour ces mêmes projets.

[62] Par ailleurs, comme l'enveloppe des FGC est fixe pour une année donnée, le rehaussement du seuil de dégressivité de la méthode de calcul des FGC se traduirait par une baisse des FGC allouée aux projets sous le seuil du Règlement d'application, dont le plan de développement des ventes.

[63] Énergir indique qu'elle ne peut souscrire à une méthode de calcul qui s'appuierait sur une modification du Règlement d'application en l'absence de corrélation entre l'objectif visé par cette modification et l'établissement des taux FGC, rendant par le fait même certains projets plus rentables au détriment d'autres projets. Énergir est d'avis que le fait de rehausser le seuil de la méthode de calcul des FGC à celui du Règlement d'application ne permettrait pas une allocation raisonnable des FGC à ses différents projets, qu'ils soient ou non concernés par la méthode.

[64] D'autre part, Énergir soumet que rehausser le seuil de dégressivité à 4 M\$ afin qu'il soit le même que le seuil au Règlement d'application est difficilement justifiable dans les circonstances. Selon elle, le changement du seuil de 1,5 M\$ à 4 M\$ prévu au Règlement d'application n'a d'effet que sur les projets qui doivent faire l'objet d'une autorisation spécifique de la Régie. Le changement de seuil au Règlement d'application n'a aucun impact sur la structure des coûts d'Énergir ou sur ses pratiques concernant la planification et la réalisation des projets, qu'ils soient ou non au-dessus du seuil prévu au Règlement d'application.

4.3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[65] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par Énergir en suivi de la décision D-2020-126.

[66] Conséquemment, pour les projets d'investissements dans les catégories d'immobilisations concernées, la Régie maintient la méthode actuelle de calcul des FGC laquelle prévoit que le seuil de dégressivité s'applique à 1,5 M\$. De plus, elle approuve un taux de 14,45 % pour le premier 1,5 M\$ du coût d'un projet et un taux de 2 % pour le coût excédant 1,5 M\$ d'un projet.

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

4.4.1 SUIVI DES DÉCISIONS D-2020-097 ET D-2020-145

[67] À la suite des décisions D-2020-097 et D-2020-145³², Énergir dépose son plan triennal d'implantation des règles d'or en santé et sécurité (les Règles d'or), lancé pour répondre à des besoins de santé et sécurité en lien avec des événements critiques.

[68] Comme illustré au tableau suivant, quatre Règles d'or sur dix ont été implantées par Énergir jusqu'à maintenant. Étant donné la pandémie de la COVID-19 (la Pandémie), certaines sont ou pourraient être reportées à l'année suivante. Énergir prévoit compléter l'implantation de l'ensemble des Règles d'or d'ici 2022-2023.

³² Dossiers R-4114-2019, décision [D-2020-097](#), p. 25 et dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 78.

TABLEAU 3
MODIFICATIONS APPORTÉES AU PLAN D'IMPLANTATION DES RÈGLES D'OR

Règles d'or visées lors du dernier dossier tarifaire		Règles d'or visées pour ce dossier tarifaire	
2019-2020	Travail en tranchée/excavation	2019-2020	Travail en tranchée/excavation
2020-2021	Espaces clos Travail à chaud	2020-2021	Espaces clos
2021-2022	Protection respiratoire Travaux de levage Travail en milieu isolé	2021-2022	Protection respiratoire Travail en milieu isolé
		2022-2023	Travail à chaud Travaux de levage

Source : Pièce [B-0039](#), p. 2.

[69] Outre les échéanciers d'implantation, Énergir fournit une description pour chacune des Règles d'or, ainsi que leurs impacts sur les dépenses d'exploitation et les investissements capitalisables³³.

4.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

[70] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par Énergir en suivi de ses décisions D-2020-097 (paragraphe 72) et D-2020-145 (paragraphe 317). Elle comprend que le retard dans l'implantation des Règles d'or s'explique par le contexte de la COVID-19.

[71] La Régie prend acte du suivi relatif au plan triennal des Règles d'or demandé aux décisions D-2020-097 (paragraphe 72) et D-2020-145 (paragraphe 317) et s'en déclare satisfaite.

³³ Pièce [B-0039](#), p. 8.

5. PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

[72] Le plan d'approvisionnement 2022-2025 (Plan d'approvisionnement) est préparé par Énergir en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* (le Règlement)³⁴. 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.

[73] Dans un premier temps, Énergir expose sa vision à long terme du contexte gazier. Elle explique le contexte économique et énergétique dans lequel elle prévoit évoluer au cours des quatre prochaines années, ainsi que la situation concurrentielle qui en découlera.

[74] Le Distributeur commente également les écarts dans les prévisions de livraison pour l'année en cours, soit la différence entre la prévision établie lors du dossier tarifaire 2020-2021 et celle établie lors de l'exercice budgétaire 4/8 2020-2021 (4 mois réels/8 mois projetés) utilisée comme point de départ dans le présent dossier.

[75] Pour établir les bases du Plan d'approvisionnement, Énergir détaille le contexte gazier dans lequel elle évolue plus spécifiquement et, conséquemment, la stratégie d'approvisionnement sur l'horizon du plan. Les données particulières à la planification de l'année financière 2021-2022 sont également détaillées.

[76] L'ACIG estime que le plan d'approvisionnement pour l'année 2021-2022, tel que présenté par Énergir, répond aux besoins de la clientèle. L'intervenante est d'avis que les prévisions présentées par Énergir semblent confirmer une reprise économique ainsi que le maintien d'une demande robuste pour le gaz naturel, notamment de la part des clients industriels. L'ACIG recommande donc à la Régie d'approuver le plan d'approvisionnement tel que proposé par Énergir.

[77] 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 GNR que le Distributeur entend conclure sont présentées dans le cadre du dossier R-4008-2017.

³⁴ [RLRQ c. 6.01, r.8.](#)

[78] À cet égard, la Régie note qu'au moment de déposer le Plan d'approvisionnement au présent dossier, les caractéristiques de huit contrats d'approvisionnement en GNR étaient déjà approuvées³⁵. 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 2022 à 107 10³m³/jour en 2025³⁶, est somme toute marginal, considérant les besoins d'approvisionnement totaux pour chaque année du Plan d'approvisionnement.

[79] Conséquemment, pour les motifs présentés aux sections suivantes, la Régie approuve le plan d'approvisionnement 2022-2025 d'Énergir, lequel inclut l'augmentation des capacités de retrait aux sites d'emmagasinage d'Intragaz situés à Pointe-du-Lac et à Saint-Flavien. Elle prend acte de la stratégie d'approvisionnement proposée pour l'année 2021-2022 permettant de combler le déficit d'outils d'approvisionnement établi à 625 10³m³/jour selon le scénario de base.

5.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL

5.1.1 SCÉNARIOS DE BASE, FAVORABLE ET DÉFAVORABLE

[80] Le plan d'approvisionnement présente la prévision de la demande de gaz naturel pour les années 2022 à 2025, établie selon la méthode d'évaluation de la demande continue en journée de pointe, ainsi que les outils d'approvisionnement requis pour satisfaire cette demande.

[81] Énergir présente les hypothèses économiques utilisées dans ce plan d'approvisionnement comme suit :

³⁵ Pièce [B-0033](#), p. 1.

³⁶ Pièce [B-0126](#), Annexe 12, p. 2.

TABLEAU 4
HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES

	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025
Croissance du PIB québécois (%)	4,86	1,75	1,41	1,28
Taux d'inflation québécois (%)	1,99	1,92	1,97	1,97
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,79	0,79	0,79	0,79

Source : Pièce [B-0126](#), p. 30.

[82] En fonction des hypothèses économiques et énergétiques retenues et de la révision volumétrique 4/8 de l'année 2021, le Distributeur établit la prévision de la demande de la clientèle pour les quatre années du plan d'approvisionnement comme suit :

TABLEAU 5
DEMANDE AVANT INTERRUPTIONS (SCÉNARIO DE BASE)

Catégorie de clientèle (10 ⁶ m ³)	2022	2023	2024	2025
Grandes entreprises	3 090,6	3 148,4	3 330,9	3 316,9
Petit et moyen débits	3 023,4	3 038,7	3 049,4	3 044,7
TOTAL	6 114,0	6 187,1	6 380,3	6 361,6

Source : Pièce [B-0126](#), p. 8.

[83] Énergir évalue la croissance de la demande totale en gaz naturel à 4,05 % sur l'horizon du plan. Le Distributeur explique cette hausse anticipée par des ajouts de charge chez des clients existants et par l'arrivée de nouveaux clients œuvrant principalement dans le secteur de la métallurgie.

[84] De plus, Énergir ne planifie pas l'ajout de capacité de transport pour répondre à la marge excédentaire prévue à l'article 72 de la Loi.

[85] Énergir présente également un plan d'approvisionnement à l'horizon 2025 selon des scénarios favorable et défavorable sur la base notamment d'hypothèses économiques ajustées à partir du scénario de base.

[86] En réponse à une DDR de la FCEI, Énergir explique avoir effectué deux analyses afin de conclure que le résultat du calcul de la pointe 2021-2022 était raisonnable, malgré l'utilisation de données de l'hiver 2019-2020, en partie affectées par la Pandémie³⁷.

[87] Dans sa première analyse, le Distributeur a comparé les volumes prévus de la prévision de la demande pour le service continu « pur » (le volume affecté par le résultat de la régression) et les pointes relatives à ce service selon le scénario de base au plan d'approvisionnement des dossiers tarifaires 2020-2021 et 2021-2022.

[88] Dans sa deuxième analyse, le Distributeur a calculé la demande de pointe en utilisant l'année de régression 2018-2019 (non affectée par la pandémie) et obtenu un résultat de $36\,861\,10^3\text{m}^3$. Énergir l'a comparé à la demande de pointe calculée au présent dossier, qui s'élève à $36\,875\,10^3\text{m}^3$ en utilisant l'année de régression 2019-2020. Le Distributeur en conclut que les résultats sont très similaires.

[89] Enfin, Énergir ne prévoit aucune transaction opérationnelle dans son plan d'approvisionnement. Le Distributeur pourrait toutefois réaliser des transactions financières en cours d'année, si l'opportunité se présentait, en autant qu'elles ne réduisent pas sa capacité à répondre aux besoins de la clientèle et lorsqu'elles réduisent les coûts ou génèrent des revenus pour la clientèle.

5.1.2 SITUATION CONCURRENTIELLE

[90] La situation concurrentielle du gaz naturel présentée au Plan d'approvisionnement indique 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 ne sont pas inclus dans ce calcul. Pour les clients au palier 4.7, le coût du SPEDE est aussi exclu.

[91] 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 sont ceux actuellement en vigueur.

³⁷ Pièce [B-0137](#), p. 5 et 6, R3.1.

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

[93] 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.

5.1.3 MÉTHODOLOGIE DE PRÉVISION DE LA DEMANDE

[94] La prévision de la demande est établie par type de clientèle. Pour le marché grandes entreprises (VGE), Énergir a contacté plus de 400 clients consommant environ 55 % des volumes globaux afin d'établir des projections de livraison propres à la réalité de chacun individuellement. La prévision des volumes pour le marché des petit et moyen débits (PMD) est faite de façon globale pour l'ensemble des clients.

[95] Énergir a procédé à des ajustements concernant certaines variables de son modèle de prévision des volumes PMD. Notamment, une révision méthodologique affecte la variable « *Économie d'énergie hors programmes* » en y intégrant l'ancienne variable « *Énergies nouvelles* ».

[96] En réponse à une DDR de l'AHQ-ARQ, le Distributeur explique cette révision comme suit :

« La nouvelle méthodologie de prévision des baisses de volumes attribuables à l'efficacité énergétique hors programmes est désormais basée sur l'estimation des volumes du Potentiel commercial maximum réalisable (PCMR) résiduel. Ce dernier correspond à la différence entre l'estimation volumétrique du PCMR et de la prévision d'économies d'énergie du PGEE pour une année en particulier »³⁸.

[97] Énergir ajoute qu'elle retient l'hypothèse que seulement 50 % du PCMR sera réalisé dans le scénario de base.

³⁸ Pièce [B-0136](#), p. 15, R7.1.

[98] Énergir a également révisé la façon de calculer la variable « *Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique* » (Pertes et variations) utilisée dans le calcul des livraisons anticipées du marché PMD. Cette variable est calculée à l'aide d'une régression corrélant la croissance du PIB québécois aux écarts en pourcentage observés et inexpliqués par les autres variables du modèle prévisionnel au marché PMD de 2009 à 2019.

[99] Au présent dossier, Énergir explique que le coefficient de croissance du PIB et la constante utilisés dans la régression n'ont pas été calculés avec les données réelles de l'année financière 2020 en raison de la baisse marquée et asymétrique de la croissance du PIB en 2019-2020. Utiliser ces données aurait induit un biais dans l'estimation du coefficient de la croissance annuelle du PIB sur la consommation annuelle puisque la baisse du PIB a surtout eu lieu d'avril à juin 2020, des mois de faible consommation de gaz naturel dans le marché PMD.

[100] De plus, Énergir explique avoir utilisé des valeurs de PIB trimestriels plutôt qu'annuels dans la prévision de la variable Pertes et variations pour l'année 2021-2022 afin de pouvoir mieux répartir les impacts économiques sur les périodes affectées par les mesures de confinement et de discriminer l'impact des trimestres n'ayant pas ou moins été affectés par la Pandémie. En réponse à une question de la Régie en audience, Énergir explique que dans un esprit d'amélioration continue, cette mécanique pourrait être adoptée à l'avenir pour améliorer le degré de confort avec la prévision³⁹.

5.1.4 POSITION DES INTERVENANTS

[101] OC note que les plus récentes prévisions d'inflation des grandes institutions financières sont plus élevées que le taux d'inflation utilisé par Énergir pour l'année tarifaire 2021-2022. L'intervenante est d'avis que la hausse des prix augmente le risque d'une croissance de l'économie moins importante que prévue par Énergir pour l'établissement de sa prévision des ventes.

[102] De plus, OC soulève qu'une quatrième vague de COVID-19 et une diminution des programmes d'aide gouvernementaux liés à la pandémie doivent être considérés par la Régie lorsqu'elle évaluera la prévision des livraisons pour l'année tarifaire 2021-2022.

³⁹ Pièce [A-0025](#), p. 242 et 243.

Compte tenu de ces facteurs, OC est d'avis que le scénario de base pour les livraisons d'Énergir est trop élevé et recommande de demander à Énergir de le revoir à la baisse.

[103] SÉ-AQLPA est d'avis qu'une progression du télétravail amène la possibilité d'un ralentissement de la demande gazière, ce qui provoquerait une hausse des tarifs unitaires. L'intervenant recommande qu'Énergir présente, lors du dossier tarifaire 2022-2023, une réflexion quant à l'impact sur la prévision de la demande gazière de la progression du télétravail et du travail hybride.

[104] SÉ-AQLPA note également que les prévisions du prix du SPEDE faites par Énergir sont inférieures à la taxe carbone du gouvernement fédéral sur l'horizon du Plan d'approvisionnement. L'intervenant recommande à la Régie de demander à Énergir, lors du dossier tarifaire 2022-2023, de présenter un plan d'approvisionnement 2022-2026, incluant la « vision à long terme », qui tiendrait compte d'un scénario du SPEDE ajusté au taux de la taxe fédérale sur le carbone applicable à d'autres provinces.

5.1.5 OPINION DE LA RÉGIE

[105] La Régie note que la situation concurrentielle du gaz naturel par rapport aux autres formes d'énergie est favorable sur la durée du Plan d'approvisionnement.

[106] À l'instar d'OC, la Régie soutient l'utilisation, au dossier tarifaire, d'une prévision de la demande qui est la plus probable possible. Cela dit, la Régie n'est pas convaincue que la croissance économique à venir serait moins élevée que celle utilisée par Énergir dans le scénario de base, ce qui justifierait une révision à la baisse de la demande projetée.

[107] Sauf pour quelques ajustements, la Régie constate que la prévision de la demande est établie de la même manière que celle présentée dans le dossier tarifaire de l'année dernière, incluant l'établissement de la demande continue en journée de pointe et des besoins d'approvisionnement pour l'hiver extrême, tant pour le scénario de base que pour les scénarios favorable et défavorable.

[108] La Régie est satisfaite des explications fournies par Énergir pour justifier les modifications aux variables « Économie d'énergie hors programmes » et « Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique ».

[109] La Régie note l'utilisation du PIB trimestriel plutôt que du PIB annuel pour le calcul de la variable « Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique ». Elle comprend qu'Énergir est toujours en processus d'amélioration continu au niveau de la prévision de la demande. Elle constate que l'utilisation du PIB trimestriel va dans ce sens. La Régie invite Énergir à poursuivre ses efforts en vue d'obtenir les prévisions les plus justes et, le cas échéant, à maintenir l'utilisation du PIB trimestriel.

5.2 OUTILS D'APPROVISIONNEMENT REQUIS – SERVICE DE POINTE

5.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[110] Afin de répondre aux besoins établis, Énergir doit détenir les outils d'approvisionnement nécessaires pour satisfaire la demande en journée de pointe des clients au service continu, la demande annuelle de ces clients et, dans la mesure du possible, celle des clients au service interruptible.

[111] Pour l'année 2021-2022, Énergir indique que le total des approvisionnements requis s'élève à $36\,875\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$, alors que le débit des approvisionnements actuels est de $36\,249\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. De ce fait, le Distributeur évalue le déficit d'outils à $625\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ ⁴⁰ et prévoit le combler en contractant une option sur un service de pointe auprès d'un fournisseur sur le marché secondaire.

[112] Pour les années 2022-2023, 2023-2024 et 2024-2025, Énergir prévoit des déficits d'approvisionnement sur l'horizon du Plan d'approvisionnement de $766\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$, $84\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et $166\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ respectivement⁴¹. Énergir prévoit combler le déficit prévu pour 2022-2023 à l'aide d'un service de pointe, alors que pour 2023-2024 et 2024-2025, Énergir prévoit avoir recours à l'ajout de capacités de retrait fermes aux sites d'emmagasiner d'Intragaz⁴².

[113] Aux fins de la détermination de la stratégie d'approvisionnement à retenir pour la première année du plan d'approvisionnement au présent dossier, le Distributeur présente une analyse de rentabilité en fonction de la structure retenue ainsi que deux scénarios

⁴⁰ Pièce [B-0126](#), p. 81.

⁴¹ Pièce [B-0126](#), p. 76, tableau 27.

⁴² Pièce [B-0126](#), p. 9.

alternatifs. L'analyse se base sur la comparaison des coûts totaux d'approvisionnement pour les scénarios suivants⁴³ :

- Scénario 1 : achat d'une capacité de transport FTLH de 625 10³m³/jour du mois de novembre au mois de mars à un prix de 1,48 \$/GJ;
- Scénario 2 : achat d'une capacité de transport FTSH de 625 10³m³/jour du mois de novembre au mois de mars à un prix de 1,34 \$/GJ;
- Scénario 3 : achat d'un outil de pointe auprès d'un fournisseur dans le marché secondaire avec une capacité quotidienne de 625 10³m³/jour disponible pour cinq périodes pendant l'hiver 2021-2022.

[114] Énergir mentionne qu'elle a retenu le scénario 3 pour le plan d'approvisionnement de l'année 2021-2022 puisqu'il constitue l'option la moins coûteuse, les économies étant d'un peu plus de 4 M\$.

[115] Le Distributeur ajoute qu'avant d'utiliser cet outil, il tenterait d'utiliser tout autre service ou option qui serait disponible et moins onéreux au moment opportun.

5.2.2 POSITION DES INTERVENANTS

[116] L'ACIG est d'avis que la stratégie d'Énergir de recourir au service de pointe pour combler le déficit en approvisionnement constaté pour l'ensemble de l'horizon gazier 2021-2025 devrait être limitée aux deux prochains plans d'approvisionnement puisque les capacités de soutirage additionnelles aux sites d'Intragaz permettront de pallier, en grande partie, les déficits anticipés pour les années suivantes. Advenant que le déficit persiste à compter de 2023-2024, l'ACIG est d'avis que des solutions plus pérennes devraient être envisagées pour le combler.

[117] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de retenir l'utilisation de l'outil de pointe pour l'hiver 2021-2022. Toutefois, l'intervenante se questionne sur le scénario 3 retenu par Énergir. Ce scénario comprend un outil de pointe disponible pour cinq périodes pendant

⁴³ Pièce [B-0126](#), p. 81 à 83.

l'hiver 2021-2022 alors que le besoin d'un tel outil pourrait n'être présent que pour trois périodes.

5.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

[118] La Régie note que dans le cadre de sa stratégie d'approvisionnement, au moment du dépôt du dossier tarifaire, Énergir prévoit contracter sur le marché secondaire un service de pointe de 625 10³m³/jour afin de combler le déficit d'outils d'approvisionnement identifié pour l'année 2021-2022.

[119] Selon les analyses de rentabilité des alternatives d'approvisionnement, la Régie constate que le service de pointe permet des économies en coûts d'approvisionnement d'environ 4 M\$, en comparaison aux deux autres stratégies évaluées. La Régie retient également qu'avant d'utiliser cet outil, Énergir tenterait d'utiliser tout autre service ou option qui serait disponible et moins onéreux au moment opportun.

[120] La Régie note que l'ACIG et l'AHQ-ARQ appuient l'utilisation de cet outil d'approvisionnement par le Distributeur.

[121] La Régie est satisfaite des informations présentées relativement à la stratégie d'approvisionnement et à l'utilisation d'un outil de pointe contracté auprès d'un fournisseur dans le marché secondaire avec une capacité quotidienne de 625 10³m³/jour pour l'année 2021-2022.

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

5.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[122] Depuis 2018, Énergir planifie des livraisons de GNR dans son plan d'approvisionnement. Au présent dossier, elle prévoit que de nouveaux approvisionnements en GNR deviendront disponibles et fournit sa prévision

d'approvisionnement et de distribution de GNR à l'horizon 2025⁴⁴. Cette prévision d'approvisionnement inclut des achats directs et de 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.

[123] Énergir présente un approvisionnement en GNR dépassant les cibles prévues au *Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur* (le Règlement GNR)⁴⁵, pour l'ensemble du Plan d'approvisionnement, l'écart variant de 6,7 Mm³ en 2021-2022 à 90,1 Mm³ en 2024-2025. Elle justifie ce dépassement par la contractualisation de volumes dans des contrats à long terme allant jusqu'à 20 ans et par la demande de GNR plus élevée que les cibles du Règlement GNR.

[124] En réponse à SÉ-AQLPA, Énergir explique la différence entre les renseignements présentés dans la pièce B-0033 et ceux présentés dans le dossier R-4008-2017 par l'exercice d'une option au présent dossier qui permettra de doubler les volumes prévus dans un contrat⁴⁶.

[125] Par ailleurs, en suivi de la décision D-2020-057⁴⁷, Énergir indique qu'elle travaille à mettre en place un processus d'attestation qui lui permettra de démontrer aux clients volontaires que les volumes de GNR qu'ils achètent ont réellement été injectés dans un réseau de gaz naturel nord-américain, lequel est relié au point de livraison contractuel. Elle ajoute que le processus d'attestation avance bien et qu'il a été appliqué pour un projet américain. L'objectif est une mise en application du processus d'attestation en octobre 2021⁴⁸.

5.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

[126] La Régie note que la prévision d'approvisionnement et de distribution de GNR pour les années 2022 à 2025 dépasse les cibles prévues au Règlement GNR. Elle note également l'évaluation de la contribution du GNR aux outils de pointe en termes de volumes pour l'année 2021-2022.

⁴⁴ Pièce [B-0033](#), p. 1.

⁴⁵ [RLRO, c. R-6.01, r. 4.3.](#)

⁴⁶ Pièce [B-0140](#), p. 13, R1.6.1.

⁴⁷ Dossier R-4008-2017, décision [D-2020-057](#), p. 121, par. 492.

⁴⁸ Pièce [A-0025](#), p. 250.

[127] **La Régie prend acte de la prévision d’approvisionnement et de distribution de GNR pour les années 2022-2025.**

[128] **De plus, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2020-057 et réitère sa demande à Énergir d’assurer une veille relativement à la mise en place d’un mécanisme de certification pour le GNR et de lui en faire rapport annuellement, dans le cadre de son plan d’approvisionnement.**

5.4 CONTRAT D’ENTREPOSAGE ENTRÉ EN VIGUEUR LE 1^{ER} AVRIL 2021

[129] Dans la décision D-2020-145, la Régie approuvait les caractéristiques du contrat d’entreposage suivantes pour le remplacement du contrat LST109 venant à échéance le 31 mars 2021⁴⁹ :

- espace d’entreposage : aucun volume minimal;
- capacité d’injection : non définie;
- capacité de retrait : minimale de $355 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$, pendant la période ferme de retrait peu importe le niveau d’inventaire;
- fenêtres de nominations : NAESB et STS;
- point de livraison/réception : Dawn;
- durée visée : 3 ans;
- prix : soumission la plus avantageuse qui répondra aux critères d’Énergir.

[130] La Régie demandait aussi à Énergir :

« [211] Afin de démontrer que l’offre retenue est la plus avantageuse 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 contrat d’entreposage, les analyses des impacts financiers des soumissions reçues sur le plan d’approvisionnement d’un point de vue économique, ainsi que les hypothèses utilisées dans le cadre des analyses effectuées en ce qui a trait aux éléments suivants :

- *les prix projetés en gaz naturel des trois prochaines années;*

⁴⁹ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 50 et 51, par. 204 et 210.

- la valeur de revente du transport FTLH;
- les prix des contrats d'entreposage selon les soumissions reçues.

[212] En lien avec l'approche retenue par la Régie aux paragraphes 196 et 197 de la présente décision, la Régie demande au Distributeur de considérer, dans ses analyses en vue de conclure le contrat d'entreposage devant entrer en vigueur le 1^{er} avril 2021, une évaluation de l'impact économique du contrat d'entreposage en tenant compte de la structure et des années du plan d'approvisionnement correspondant à la période effective du contrat ainsi des hypothèses de prix en fourniture et de la valeur de revente du transport FTLH correspondant, soit à partir du 1^{er} avril 2021 et pour la durée du contrat »⁵⁰.

[131] En suivi de la décision précitée, Énergir présente la description des offres reçues, les hypothèses demandées par la Régie concernant les prix du gaz naturel et de revente du transport *Firm Transportation Long Haul* (FTLH) et la démonstration que l'offre retenue est la plus avantageuse pour la clientèle⁵¹.

[132] Énergir a procédé à l'analyse de l'impact du nouveau contrat d'entreposage sur l'année 1 des plans d'approvisionnement des dossiers tarifaires 2020-2021 et 2021-2022. Les options ont été évaluées avec des hypothèses de prix pour les années 2021-2022 à 2023-2024 selon les prix en vigueur au moment de l'analyse, tout comme ce fut le cas lors du remplacement des capacités d'entreposage présenté au dernier dossier tarifaire.

[133] De plus, en suivi de la décision D-2020-145⁵², le Distributeur dépose les analyses de l'impact financier des offres reçues pour l'entreposage sur les années 2022-2023 et 2023-2024, selon la structure du Plan d'approvisionnement présenté au présent dossier tarifaire et avec les hypothèses de prix en fourniture et de la valeur de revente du transport pour les années 2021-2022 à 2023-2024⁵³.

[134] Selon les analyses effectuées et les hypothèses de prix utilisées, l'option n° 1 de l'offre d'Enbridge Gas était la plus avantageuse. Énergir a retenu cette option et le contrat a été signé le 9 février 2021. Le Distributeur présente également, sous pli confidentiel, les caractéristiques détaillées du contrat conclu avec Enbridge Gas.

⁵⁰ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 51 et 52.

⁵¹ Pièce B-0007 déposée sous pli confidentiel et pièce [B-0008](#).

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

⁵³ Pièce B-0007 déposée sous pli confidentiel et pièce [B-0008](#), p. 8.

[135] Questionné à cet effet, le Distributeur confirme que toutes les analyses ont été réalisées avant la conclusion du contrat entrant en vigueur le 1^{er} avril 2021⁵⁴.

5.4.1 OPINION DE LA RÉGIE

[136] La Régie constate que le Distributeur a d'abord retenu les options soumissionnées qui rencontraient les caractéristiques approuvées par la décision D-2020-145 et demandées dans l'appel d'offres.

[137] Afin de retenir l'offre la plus avantageuse pour la clientèle, la Régie note que le Distributeur a procédé aux analyses du nouveau contrat d'entreposage en tenant compte des éléments spécifiés au paragraphe 130 de la présente décision. Elle note également que ces analyses ont été réalisées en vue de conclure le contrat devant entrer en vigueur le 1^{er} avril 2021.

[138] Compte tenu des analyses déposées, la Régie conclut que l'option retenue par Énergir représente l'offre la plus avantageuse pour la clientèle.

[139] La Régie prend acte du dépôt des hypothèses et des analyses des impacts des soumissions reçues sur les plans d'approvisionnement des dossiers tarifaires 2020-2021 et 2021-2022. Elle est satisfaite de la démonstration à l'effet que le contrat d'entreposage signé auprès d'Enbridge Gas à compter du 1^{er} avril 2021 est le plus avantageux, tant à l'égard des coûts que de la sécurité d'approvisionnement.

[140] La Régie autorise que l'impact associé au contrat d'entreposage conclu auprès de Enbridge Gas à compter du 1^{er} avril 2021 soit constaté dans le CFR relatif aux trop-perçus et manques à gagner du service d'équilibrage au rapport annuel 2021 ainsi que dans les tarifs de 2021-2022 à 2023-2024.

⁵⁴ Pièce [B-0152](#), p. 12, R5.2.

5.5 REMPLACEMENT DES CAPACITÉS D'ENTREPOSAGE À DAWN AU 1^{ER} AVRIL 2022

[141] Énergir demande à la Régie d'approuver les caractéristiques du contrat d'entreposage qu'elle entend conclure en vue de remplacer le contrat d'entreposage LST114 qui viendra à échéance le 31 mars 2022. Le Distributeur précise qu'il vise à répondre à un besoin de flexibilité opérationnelle.

[142] Afin de déterminer ses besoins de flexibilité opérationnelle en cours de journée, Énergir indique avoir appliqué la même méthode d'évaluation que celle utilisée dans les dernières années. Ainsi, le Distributeur dépose le tableau représentant les variations maximales de retrait et d'injection de la période 2007-2008 à 2018-2019 ainsi que les données de l'année 2019-2020, soit la dernière année complète disponible⁵⁵.

[143] Selon Énergir, les capacités moyennes de retrait de $2\,413\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et d'injection de $2\,695\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ constituent les capacités minimales requises afin de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle en cours de journée pour l'année 2021-2022.

[144] Afin de déterminer les besoins en capacités de retrait et d'injection à contracter, le Distributeur compare les capacités minimales requises aux capacités totales détenues sous contrat au 1^{er} avril 2022, en vertu des contrats LST116 et LST133. Pour rencontrer les capacités minimales, Énergir évalue la capacité de retrait après « ratchet » (lorsque l'inventaire est inférieur à 25 % du total) à $1\,609\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et la capacité d'injection après « ratchet » (lorsque l'inventaire est égal ou supérieur à 75 % du total) à $1\,188\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

[145] En fonction des besoins en flexibilité opérationnelle identifiés, les caractéristiques du contrat d'entreposage qu'Énergir requiert sont les suivantes :

- espace d'entreposage : aucun volume minimal;
- capacité d'injection : minimale de $1\,188\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ pendant la période d'injection, peu importe le niveau d'inventaire;
- capacité de retrait : minimale de $1\,609\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$, pendant la période ferme de retrait peu importe le niveau d'inventaire;

⁵⁵ Pièce [B-0009](#), p. 4.

- fenêtres de nominations : NAESB et STS;
- point de livraison/réception : Dawn;
- durée visée : 3 ans;
- prix : soumission la plus avantageuse qui répondra aux critères d'Énergir⁵⁶.

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

[147] De plus, dans le cadre de l'appel d'offres pour remplacer le contrat LST088 qui venait à échéance le 31 mars 2020, Énergir indique avoir constaté que 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 en ce qui concerne le besoin de flexibilité opérationnelle.

[148] N'eut été de cette contrainte, Énergir aurait possiblement pu opter pour une alternative plus avantageuse pour la clientèle. À cet égard, le Distributeur indique qu'il a entamé une réflexion sur sa façon de répondre au besoin de flexibilité opérationnelle et qu'il la poursuivra d'ici le prochain appel d'offres visant à remplacer le contrat d'entreposage LST114. Le Distributeur indique que cette réflexion pourrait le mener à sécuriser son besoin de flexibilité opérationnelle avec une capacité de retrait moindre que celle demandée au présent dossier⁵⁷.

5.5.1 OPINION DE LA RÉGIE

[149] Afin de remplacer le contrat d'entreposage LST114 venant à échéance le 31 mars 2022, la Régie note que le Distributeur prévoit contracter une capacité d'entreposage qui lui permettra de satisfaire ses besoins en flexibilité opérationnelle, soit des capacités de retrait minimales de $1\,609\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et des capacités d'injection minimales de $1\,188\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$.

⁵⁶ Pièce [B-0009](#), p. 5.

⁵⁷ Pièce [B-0009](#), p. 2.

[150] La Régie constate que le Distributeur a appliqué la même méthode d'évaluation du besoin opérationnel à contracter que celle utilisée lors des dernières années et qu'il procédera par appel d'offres.

[151] À cet effet, la Régie retient qu'Énergir poursuit sa réflexion en matière d'établissement des besoins en flexibilité opérationnelle et que celle-ci pourrait l'amener à contracter un service d'entreposage dont la capacité de retrait se situerait en deçà du minimum identifié précédemment. Dans ce cas, le Distributeur fera la démonstration à la Régie, lors du dossier tarifaire 2022-2023, que le choix final aura été le plus avantageux pour la clientèle.

[152] Conséquemment, la Régie approuve les caractéristiques du contrat d'entreposage devant entrer en vigueur le 1^{er} avril 2022 que le Distributeur entend conclure pour remplacer le contrat LST114, telles que décrites au paragraphe 145 de la présente décision.

[153] Afin de démontrer que l'offre retenue est la plus avantageuse pour la clientèle, la Régie demande à Énergir de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, les analyses de l'impact du nouveau contrat d'entreposage conclu et des offres reçues selon la même forme et la même teneur que les tableaux présentés dans la pièce confidentielle B-0007.

[154] La Régie prend acte de l'affirmation d'Énergir à l'effet qu'elle pourrait contracter une capacité d'entreposage dont la capacité de retrait se situerait en deçà du minimum approuvé et qu'advenant ce cas, elle fera la démonstration à la Régie, lors du dossier tarifaire 2022-2023, que son choix final aura été le plus avantageux pour la clientèle.

5.6 AUGMENTATION DES CAPACITÉS DE RETRAIT AUX SITES D'INTRAGAZ SITUÉS À POINTE-DU-LAC ET À SAINT-FLAVIEN

5.6.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[155] Dans le cadre de la planification des outils d'approvisionnement pour l'horizon 2022-2025, Énergir prévoit faire appel à de nouvelles capacités de retrait à

l'intérieur de sa franchise. Ces capacités additionnelles seront rendues disponibles grâce à trois projets, soit le projet d'Énergir examiné dans le dossier R-4158-2021 et les deux projets d'Intragaz visant les sites d'entreposage de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien examinés de façon concomitante dans le dossier R-4157-2021 (le projet d'Intragaz).

[156] Pour le site de Pointe-du-Lac, le projet d'Intragaz vise entre autres à augmenter la capacité maximale de retrait en service ferme considérée au plan d'approvisionnement pour répondre à la demande de pointe de $1,6 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{jour}$ à $2,0 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{jour}$.

[157] Au site de Saint-Flavien, le projet d'Intragaz vise à modifier le profil de retrait et à augmenter la capacité de retrait considérée au plan d'approvisionnement pour répondre à la demande de pointe de $1,52 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{jour}$ à $1,75 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{jour}$.

[158] Le Projet d'Énergir consiste à procéder au doublage de la conduite de transmission localisée entre le poste de livraison du Distributeur à Saint-Nicolas et le site d'entreposage d'Intragaz à Saint-Flavien. Énergir indique qu'à la suite de l'investissement d'Intragaz, son projet permettra d'augmenter la capacité de retrait de $1,75 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{jour}$ à un maximum de $2,4 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{jour}$.

[159] Le Distributeur soutient que ces nouvelles capacités de retrait permettront de répondre aux déficits anticipés du Plan d'approvisionnement tout en optimisant les coûts de celui-ci. En effet, la principale caractéristique d'intérêt pour Énergir et la clientèle est l'augmentation des capacités maximales de retrait de $1\,280 \cdot 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$ permettant de substituer à long terme du transport Firm Transportation Short Haul (FTSH) sur le marché primaire et d'abaisser d'autant le besoin de transport pour répondre à la journée de pointe.

[160] Le Distributeur explique par ailleurs que la réalisation des projets d'Intragaz et d'Énergir auront également des impacts favorables sur ses opérations.

« Étant donné qu'Énergir est la seule cliente d'Intragaz, comparativement aux autres outils de transport du Distributeur, les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien permettent, si nécessaire, certaines dérogations par rapport aux fenêtres de nominations fournies dans l'avis de performance sous les conditions de « best effort ». Ceci permet de mieux combler les besoins d'Énergir en cas

d'événements exceptionnels, ce qui n'est pas le cas pour les autres outils de transport »⁵⁸.

[161] Le tableau ci-dessous présente les déficits d'outils d'approvisionnement par année à l'horizon 2025, avant et après l'augmentation des capacités de retrait aux sites d'Intragaz.

TABLEAU 6
DÉFICITS D'OUTILS D'APPROVISIONNEMENT À L'HORIZON 2025

Outils d'approvisionnement (10³m³/jour)		
Excédents (+) / Déficits (-) par année		
	Avant augmentation des capacités de soutirage aux sites d'Intragaz	Après augmentation des capacités de soutirage aux sites d'Intragaz
2021-2022	(625)	(625)
2022-2023	(766)	(766)
2023-2024	(1 364)	(84)
2024-2025	(1 446)	(166)

Source : pièce [B-0128](#), p. 9.

[162] Énergir souligne que ces déficits d'approvisionnement sont établis en fonction de certaines hypothèses quant aux outils d'approvisionnement qui lui seront disponibles pour les années 2023-2024 et 2024-2025⁵⁹. À cet effet, le Distributeur rappelle trois hypothèses cruciales au niveau des outils, soit :

- mise en service du nouveau service interruptible et d'un volume équivalent de 527,8 10³m³/jour (20 000 GJ/jour) pour 2023-2024 et 2024-2025;
- approvisionnement stable en GNR permettant de réduire les capacités de transport de 89,7 10³m³/jour (3 400 GJ/jour) et 113,5 10³m³/jour (4 300 GJ/jour) respectivement pour 2023-2024 et 2024-2025;
- aucune marge excédentaire pour des projets industriels n'est prévue au Plan d'approvisionnement (capacité non définie, mais établi à 659,8 10³m³/jour (25 000 GJ/jour) dans les années précédentes).

⁵⁸ Pièce [B-0133](#), R8.2, p. 20.

⁵⁹ Pièce [B-0128](#), p. 21.

[163] Si l'une ou l'autre de ces hypothèses venait à ne pas se concrétiser, Énergir soumet qu'elle pourrait se retrouver dans une position où les déficits d'approvisionnements seraient encore plus significatifs. Ainsi, les projets d'Intragaz et d'Énergir confèrent une marge de manœuvre permettant de faire face à une diminution projetée des outils d'approvisionnement.

[164] Afin d'évaluer la valeur à court terme du Projet d'Intragaz, Énergir compare leur impact sur les coûts des outils d'approvisionnement qu'ils remplacent, à savoir les capacités équivalentes de transport FTSH sur le marché primaire.

[165] Toutefois, Énergir est d'avis que la valeur des projets comme ceux d'Intragaz et d'Énergir devrait être évaluée en premier lieu sur un horizon à long terme car ceux-ci permettront de réduire le besoin futur en transport FTSH ou de décontracter leur équivalent en transport FTSH.

[166] Énergir dépose les analyses effectuées pour déterminer la valeur et l'impact financier des projets d'Intragaz et d'Énergir sur les horizons de court et long termes, en utilisant les coûts annuels du transport que ces projets remplacent⁶⁰. De plus, en réponse aux DDR de la Régie, le Distributeur dépose une analyse de sensibilité en considérant une variation de +/- 15 % des coûts ainsi qu'une comparaison du plan d'approvisionnement mensuel selon un hiver normal, avec et sans les projets d'Intragaz et d'Énergir⁶¹.

[167] Énergir évalue les économies découlant des projets d'Intragaz à environ 2,0 M\$ par année à compter de 2023-2024. Quant au Projet d'Énergir, les économies de court terme sont estimées à plus de 6,0 M\$ par année. À plus long terme, les économies nettes du Projet d'Énergir sont de l'ordre de 3,0 M\$ par année.

[168] Énergir présente les nouvelles capacités de retrait à Pointe-du-Lac et à Saint-Flavien comme des alternatives valables à du transport ferme auprès de TransCanada PipeLines Limited (TCPL). Bien que les sites d'emmagasiner soient des outils différents du transport FTSH, ceux-ci peuvent néanmoins remplacer les outils de transport pour les besoins de pointe étant donné le caractère variable des capacités de retrait. À cet effet, Énergir considère le débit maximal de retrait en service ferme comme disponible pour la journée de pointe. De plus, advenant que cette journée surviendrait lors d'un hiver extrême, le

⁶⁰ Pièce [B-0128](#), p. 6 et 8 pour le Projet d'Intragaz et p. 12 et 14 pour celui d'Énergir.

⁶¹ Pièce [B-0133](#), p. 11 et 12, R6.4 et R8.3.

Distributeur indique avoir suffisamment de capacités de retrait afin de pouvoir y répondre. Celui-ci peut planifier l'ordonnancement de ses outils afin de réduire l'effritement des sites en franchise en fonction des prévisions météorologiques.

[169] Par ailleurs, Énergir rappelle que les sites d'entreposage en franchise offrent une sécurité d'approvisionnement additionnelle en cas d'incident sur le réseau en amont de la franchise. En cas d'urgence, Énergir pourrait demander à Intragaz de retirer de la fourniture même lors de périodes restreintes, et même faire appel à de la capacité de retrait supplémentaire d'urgence (c'est-à-dire « non-garantie » ou « non-ferme »).

[170] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir présente les détails sur les capacités d'entreposage aux sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien à la suite de la réalisation des projets d'Intragaz et d'Énergir⁶².

Renouvellement des contrats d'emmagasiner entre Énergir et Intragaz

[171] Une lettre d'engagement a été conclue entre Intragaz et Énergir⁶³ afin de permettre à Intragaz d'accroître la capacité de retrait de ses sites d'emmagasiner de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien et d'amortir ses investissements au-delà de la durée des contrats actuels venant à échéance en avril 2023.

[172] Cette lettre stipule que les deux parties s'engagent à conclure de nouveaux contrats de services d'emmagasiner pour chacun des deux sites à l'échéance des contrats présentement en vigueur. Ces nouveaux contrats seront d'une durée de 10 ans à compter du 1^{er} mai 2023 et le tarif applicable sera celui qui sera approuvé par la Régie en date du 1^{er} mai 2023.

[173] Lors de l'audience, le Distributeur confirme qu'il déposera, dans un prochain dossier tarifaire, une demande d'approbation des caractéristiques des nouveaux contrats d'emmagasiner qu'il entend conclure, incluant les capacités de retraits, les volumes et la durée⁶⁴.

⁶² Pièce [B-0133](#), R8.1, p. 19.

⁶³ Pièce [B-0128](#), Annexe 1.

⁶⁴ Pièce [A-0025](#), p. 245 à p. 248.

5.6.2 POSITION DE L’AHQ-ARQ

[174] L’AHQ-ARQ note que les nouvelles capacités de retrait aux sites d’Intragaz permettraient de répondre aux déficits anticipés au Plan d’approvisionnement, tout en optimisant les coûts. L’intervenante recommande donc à la Régie de retenir l’augmentation des capacités de retrait à ces sites.

5.6.3 OPINION DE LA RÉGIE

[175] Tel que relaté à la section 5.6.1 de la présente décision, la Régie retient que les nouvelles capacités de retrait découlant de la réalisation des projets d’Intragaz et d’Énergir permettront de répondre aux déficits anticipés au plan d’approvisionnement à l’horizon 2025, tout en optimisant les coûts de celui-ci.

[176] À l’instar d’Énergir, la Régie reconnaît les avantages que procurent les sites d’emmagasiner en franchise du Distributeur, en termes de sécurité d’approvisionnement et, notamment, en cas d’incidents de force majeure ou impliquant une interruption de service sur le réseau en amont de son territoire.

[177] La Régie prend acte que les projets d’investissement d’Intragaz et d’Énergir ont fait l’objet d’un examen dans les dossiers R-4157-2021⁶⁵ et R-4158-2021⁶⁶ et qu’ils ont été récemment autorisés. Il en est de même pour des projets de GNR qui font ou feront l’objet d’une demande d’approbation dans le dossier R-4008-2017.

⁶⁵ Dans ses décisions [D-2021-130](#) et [D-2021-131](#), la Régie autorise le Projet d’Intragaz et accueille la demande relative à un projet de construction de pipeline.

⁶⁶ Dans sa décision [D-2021-115](#), la Régie autorise la réalisation du Projet d’Énergir.

5.7 TRANSACTIONS CONCLUES AUPRÈS DE SOCIÉTÉS APPARENTÉES EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

5.7.1 SUIVI DU PARAGRAPHE 95 DE LA DÉCISION D-2017-041

[178] En suivi du paragraphe 95 de la décision D-2017-041⁶⁷, Énergir présente l'évolution des transactions conclues avec des sociétés apparentées du 1^{er} octobre 2016 au 30 septembre 2020⁶⁸.

5.7.2 OPINION DE LA RÉGIE

[179] La Régie constate que le nombre de transactions est demeuré semblable entre l'année 2016-2017 et 2019-2020, tandis que les volumes totaux annuels ont augmenté entre 2016-2017 et 2018-2019, avant de tomber à leur plus bas niveau en 2019-2020. La Régie juge qu'il n'y a pas eu de recours systématique ou significativement plus fréquent aux transactions avec des sociétés apparentées qu'en 2016 et n'observe pas de tendance forte à recourir à ces transactions.

[180] En conséquence, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2017-041 (paragraphe 95) portant sur l'évolution des transactions conclues avec des sociétés apparentées en matière d'approvisionnement gazier et s'en déclare satisfaite.

5.8 CONTRATS-CADRES CONCLUS AUPRÈS DE SOCIÉTÉS APPARENTÉES EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENT GAZIER

5.8.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[181] Dans sa décision D-2020-113 rendue dans le cadre du dossier R-4076-2018 Phase 3B, la Régie indiquait :

⁶⁷ Dossier R-3987-2016 Phase 1, décision [D-2017-041](#), p. 23.

⁶⁸ Pièce [B-0126](#), Tableau 34, p. 91.

« [42] *Par ailleurs, la Régie juge opportun de déterminer, dans le cadre du dossier tarifaire 2021-2022, une mécanique d'examen des contrats-cadres d'approvisionnement gaziers conclus avec des sociétés apparentées dans le cadre de l'application de l'article 81 de la Loi. La Régie ordonne donc à Énergir de déposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2021-2022, une proposition en ce sens, afin de déterminer le moment opportun pour examiner les contrats-cadres* »⁶⁹.

[182] En suivi de cette décision, Énergir propose que les contrats-cadres d'approvisionnement gazier conclus avec des sociétés apparentées soient soumis pour approbation à la Régie en vertu de l'article 81 de la Loi dans le cadre des dossiers d'examen du rapport annuel. Énergir considère que cette approche est cohérente avec celle de l'approbation des transactions conclues avec des sociétés apparentées, qui découlent de ces contrats-cadres, et dont la Régie a récemment réitéré le bien-fondé. Ainsi, le même forum serait utilisé pour faire approuver, sous l'article 81 de la Loi, l'ensemble des contrats d'approvisionnement gazier intervenus avec des sociétés apparentées à Énergir, qu'il s'agisse de contrats-cadres ou des transactions qui en sont issues. Par conséquent, à chaque année dans le cadre du dossier d'examen du rapport annuel, Énergir déposerait pour approbation et sous pli confidentiel, tout nouveau contrat-cadre d'approvisionnement gazier conclu dans la dernière année avec une société apparentée, le cas échéant.

[183] En réponse à la DDR n° 3 de la Régie, Énergir confirme que selon sa proposition, les contrats-cadres ne seraient pas soumis dans le cadre des dossiers tarifaires aux fins de leur approbation ni en vertu de l'article 72 de la Loi, ni en vertu de l'article 81 de la Loi. Ils ne seraient déposés qu'*a posteriori*, dans le cadre des dossiers de rapport annuel⁷⁰.

[184] De plus, en réponse à la DDR n° 4 de la Régie⁷¹, Énergir soumet, entre autres, que les tenants et aboutissants liés à la conclusion d'un contrat-cadre varient en fonction des particularités et des besoins propres à chaque situation et à chaque partie en présence. Selon Énergir, il serait hasardeux de tenter de généraliser le processus en amont de la conclusion des contrats-cadres.

[185] À cet effet, le Distributeur soumet que la conclusion d'un contrat-cadre ne concorde pas nécessairement avec l'étude d'un dossier tarifaire (habituellement d'avril à novembre d'une année donnée), rendant d'autant plus difficile son approbation sous l'article 81 de la

⁶⁹ Dossier R-4076-2018 Phase 3B, décision D-2020-113, p. 11.

⁷⁰ Pièce [B-0152](#), p. 3 et 4.

⁷¹ Pièce [B-0176](#), p. 1 à 4.

Loi lors d'un tel dossier. Énergir mentionne qu'il pourrait arriver, par exemple, qu'elle souhaite conclure un contrat-cadre avec une entité apparentée en cours d'année tarifaire sans pour autant qu'un dossier tarifaire soit en cours d'étude.

[186] De plus, bien qu'il soit envisageable de déposer au dossier tarifaire un contrat-cadre d'approvisionnement gazier existant aux fins de son approbation en vertu de l'article 81 de la Loi, Énergir soumet que cela ne serait pas souhaitable, considérant les éléments mentionnés plus tôt.

[187] Par ailleurs, Énergir indique que les conséquences d'un refus de la Régie d'approuver une ou plusieurs dispositions d'un contrat-cadre déjà conclu avec une entité apparentée dépendent des dispositions visées. Les conséquences pourraient aussi varier en fonction de l'existence ou non de clauses contenues au contrat-cadre prévoyant la marche à suivre entre les parties.

[188] Enfin, en ce qui a trait à l'opportunité de prévoir systématiquement, dans les contrats-cadres d'approvisionnement gazier conclus avec une entité apparentée, une disposition à l'effet que celui-ci est soumis à l'approbation de la Régie, Énergir indique que sous réserve des négociations à avoir avec l'entité apparentée en amont de la conclusion d'un contrat-cadre d'approvisionnement gazier, une telle approche serait théoriquement envisageable pour les contrats-cadres à venir.

5.8.2 POSITION D'OC

[189] OC retient qu'Énergir propose de soumettre pour étude à la Régie ces contrats types dans le cadre de l'examen du rapport annuel. OC est plutôt d'avis que le forum approprié pour traiter ces contrats d'approvisionnement est le dossier d'approbation du plan d'approvisionnement, soit le dossier tarifaire. Selon l'intervenante, cette façon de procéder permet de s'assurer que ces contrats-cadres sont conclus dans le meilleur intérêt des clients, afin d'en réduire l'impact tarifaire⁷².

⁷² Pièce [A-0032](#), p. 132 et 133.

5.8.3 OPINION DE LA RÉGIE

[190] La Régie est d'avis que la mécanique d'examen des contrats-cadres d'approvisionnement gazier conclus avec des sociétés apparentées proposée par Énergir a l'avantage d'être simple et de permettre un processus uniforme et prévisible d'examen des contrats-cadres.

[191] Par ailleurs, la Régie note qu'Énergir s'est montrée ouverte à l'opportunité de prévoir, dans les contrats-cadres d'approvisionnement gazier conclus avec une entité apparentée, une disposition à l'effet que le contrat-cadre est soumis à l'approbation de la Régie. Bien qu'une telle disposition soit sujette à négociation entre les parties au contrat, la Régie encourage Énergir à intégrer une telle clause.

[192] En conséquence, pour les motifs invoqués par Énergir, la Régie approuve la mécanique proposée d'examen des contrats-cadres d'approvisionnement gazier conclus avec des sociétés apparentées dans le cadre de l'application de l'article 81 de la Loi, soit que les contrats-cadres conclus en cours d'année soient déposés à la Régie aux fins de leur approbation dans le cadre du dossier du rapport annuel correspondant.

[193] Finalement, la Régie tient à souligner qu'il reviendra à chaque formation désignée dans les dossiers des rapports annuels de se prononcer, le cas échéant, sur les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel liées aux contrats-cadres déposés par Énergir.

5.9 INITIATIVE D'APPROVISIONNEMENT RESPONSABLE

5.9.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[194] Dans sa décision D-2019-141, la Régie prenait acte, dans le cadre de l'initiative d'approvisionnement responsable (l'Initiative), des prévisions d'Énergir pour les volumes d'achats responsables jusqu'à concurrence de 20 % de ses achats en gaz naturel de réseau et de la prime maximale à verser.

[195] Énergir soumet qu'en favorisant des relations d'affaires avec des producteurs gaziers proactifs et responsables l'Initiative permet d'améliorer la transparence et de favoriser

l'adoption de meilleures pratiques environnementales, sociales et de gouvernance de l'industrie. Elle précise qu'à ce jour, un seul fournisseur a obtenu la certification EO100, mais que d'autres producteurs sont en démarche en vue de l'obtenir, ce qui permettrait à l'entreprise de diversifier ses fournisseurs pour rencontrer ses objectifs en lien avec l'Initiative.

[196] À cet égard, pour l'approvisionnement en gaz naturel d'origine fossile, Énergir vise à ce que 100 % de ses achats se fassent dans le cadre de l'Initiative d'ici 2030. Pour ce faire, Énergir entend rendre l'Initiative pérenne.

[197] Plus spécifiquement pour l'année 2021-2022, Énergir souhaite reconduire l'Initiative selon les mêmes modalités que celles présentées lors du dossier tarifaire 2019-2020, 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 40 % du volume total de l'approvisionnement. Énergir précise que ce pourcentage est une cible et non une limite. Toutefois, si la prime maximale permettait d'acquérir un volume de gaz plus important par le versement d'une prime unitaire plus basse qu'estimée, Énergir le ferait tout en assurant une diversité d'approvisionnement⁷³.

[198] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir confirme que dans le cas où il n'y aurait toujours qu'un seul fournisseur ayant obtenu la certification EO100, elle entend limiter les volumes qu'elle contracte en vertu de l'Initiative à moins de 40 % pour l'année 2021-2022 afin de maintenir une diversité de fournisseurs.

5.9.2 OPINION DE LA RÉGIE

[199] La Régie retient les avantages de l'Initiative en matière de meilleures pratiques environnementales, sociales et de gouvernance de l'industrie. Elle note l'approche prudente du Distributeur où il indique être prêt à faire preuve de souplesse dans l'atteinte de ses cibles de 40 % de gaz de réseau acheté en vertu de l'Initiative en 2021-2022 et de 100 % à partir de 2030 de façon à maintenir une diversité de fournisseurs.

[200] La Régie prend acte de la reconduction de l'Initiative pour l'année 2021-2022 selon les mêmes modalités que celles présentées lors du dossier tarifaire 2019-2020,

⁷³ Pièce [B-0126](#), p. 65 et 66.

mais en augmentant la prime maximale pour les coûts associés à l'Initiative tel qu'estimé par Énergir.

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

6.1 COÛTS D'UTILISATION DE L'USINE LSR PAR LE CLIENT GM GNL POUR L'EXERCICE FINANCIER 2021-2022

[201] Conformément à la méthode de répartition des coûts entre l'activité réglementée et l'activité non réglementée approuvée, Énergir utilise neuf types d'activités pour répartir les coûts de l'usine LSR, soit : l'entreposage, la liquéfaction n° 1 en été, la liquéfaction n° 1 en hiver, la regazéification, la compression, les chargements, l'activité réglementée, l'activité non réglementée et les frais généraux.

[202] Énergir présente la répartition des capacités des activités qui sont prises en compte dans les calculs de la répartition des coûts de l'usine LSR et précise que la période d'hiver visée dans le présent dossier couvre la période du 16 décembre 2021 au 15 mars 2022.

[203] Énergir présente également les coûts projetés de l'usine LSR pour l'année 2021-2022, le résultat de la répartition des coûts entre différents éléments, les coûts unitaires moyens ainsi que le coût d'utilisation de l'usine LSR pour l'activité réglementée et le client GM GNL.

[204] Pour l'année 2021-2022, Énergir établit les coûts de l'usine LSR à 15,5 M\$. La quote-part attribuable à l'activité non réglementée, appliquée en réduction du revenu requis pour le service d'équilibrage, est établie à 5,2 M\$⁷⁴.

⁷⁴ Pièces [B-0077](#), annexe 1, et [B-0169](#).

6.2 DÉSÉQUILIBRES VOLUMÉTRIQUES CAUSÉS PAR L'ACTIVITÉ DE REGAZÉIFICATION DU CLIENT GM GNL

[205] Dans sa décision D-2020-039⁷⁵, la Régie constatait que dans les situations où les activités réglementée et non réglementée utilisaient les actifs de regazéification dans la même journée, il y avait la possibilité d'un écart volumétrique quotidien qui ne pouvait être mesuré. L'identification du déséquilibre volumétrique quotidien causé par l'activité de regazéification de GM GNL n'était donc pas possible.

[206] À cet égard, afin d'éviter toute apparence de traitement préférentiel, la Régie demandait à Énergir de mettre en place une solution qui permettrait d'estimer ou de mesurer cet écart et de déposer un suivi au plus tard lors du dossier tarifaire 2022-2023.

[207] En réponse à cette demande de la Régie, le Distributeur explique que de tels déséquilibres volumétriques ne peuvent survenir à l'usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification (LSR) entre les activités réglementée et non réglementée lorsque les deux utilisent les actifs de regazéification lors d'une même journée.

[208] Pour appuyer cette affirmation, Énergir présente trois cas de figure où les actifs de regazéification sont utilisés pour une journée donnée : les deux entités lors d'une même journée, GM GNL uniquement ou la distribution au Québec (daQ) uniquement.

[209] Dans le cas où les entités réglementée et non réglementée utilisent les actifs de regazéification lors d'une même journée, Énergir explique qu'elle procède d'abord à la regazéification du volume demandé par GM GNL puis celle pour la daQ par la suite. Ce faisant, une fois les volumes de GM GNL comblés, le Distributeur s'assure de prendre tous les volumes vaporisés pour répondre aux besoins de la clientèle réglementée, faisant en sorte qu'il n'y a pas de déséquilibre volumétrique.

[210] Dans le cas où seul le client GM GNL utilise les actifs de regazéification, Énergir explique qu'elle vaporise les volumes demandés par GM GNL pour ensuite interrompre la regazéification. Ce processus ne peut toutefois pas être précis au gigajoule près pour des raisons techniques; tout excédent ou déficit est alors attribué à GM GNL.

⁷⁵ Dossier R-4076-2018 Phase 3, décision [D-2020-039](#), p. 11.

[211] Enfin, dans le cas où seule la daQ utilise les actifs de regazéification, Énergir s'assure que tous les volumes vaporisés seront utilisés pour desservir les besoins de la clientèle réglementée. Il n'y a donc pas de possibilités de créer des déséquilibres volumétriques.

[212] Énergir résume sa position relative à l'équité du traitement comme suit :

« Énergir soumet que la méthodologie de suivi des écarts volumétriques quotidiens et cumulatifs attribuables à GM GNL permet un traitement équitable, en plus d'être basée sur la réalité opérationnelle et physique de l'usine LSR. Par conséquent, il n'y a aucune apparence de traitement préférentiel du client GM GNL par l'activité réglementée. Cela dit, pour les années subséquentes, Énergir propose d'ajouter la colonne, « Volume vaporisé pour la daQ », tel que présenté au tableau 1 ci-dessus, dans le cadre du suivi du rapport annuel (équivalent à la pièce R-4136-2020, B-0196, Énergir-9, Document 7) »⁷⁶.

6.3 ALLOCATION DES COÛTS ASSOCIÉS À L'ACTIVITÉ « CHARGEMENTS » À L'USINE LSR

[213] L'usine LSR dispose de trois quais de chargement, dont deux appartiennent au client GM GNL (quais n° 1 et n° 2) et pour lesquels le client assume la totalité des coûts. Le quai n° 0 appartient à Énergir et sert à assurer la sécurité d'approvisionnement en soutenant la distribution de gaz naturel de sa clientèle lors de travaux prévus ou urgents, le cas échéant. Il est toutefois possible pour GM GNL d'utiliser le quai n° 0 en remplacement de ses quais n° 1 et n° 2, auquel cas une répartition adéquate des coûts de ce quai doit être prévue. L'activité « Chargements » permet d'allouer directement les coûts liés au quai n° 0.

[214] Dans ses décisions D-2020-039 et D-2020-113, la Régie n'a pas retenu la proposition d'Énergir d'utiliser la capacité théorique de chargement pour établir le coût unitaire moyen d'utilisation du quai n° 0 et lui ordonnait de déposer une nouvelle proposition comme base de calcul du coût unitaire moyen de l'activité « Chargements »⁷⁷.

⁷⁶ Pièce [B-0077](#), p. 7.

⁷⁷ Dossier R-4076-2018 Phase 3, décisions [D-2020-039](#), p. 28 et [D-2020-113](#), p. 26.

[215] En suivi de cette décision, Énergir propose d'allouer les coûts du quai n° 0 en fonction de la formule suivante :

$$\text{Quote-part d'Énergir} = 100 \% - (1/365) \% * \text{nombre de journées d'utilisation de GM GNL}$$

[216] Ainsi, GM GNL se verrait attribuer une quote-part correspondant à 1/365^e des coûts du quai n° 0, multiplié par le nombre de jour où elle effectuerait un ou plusieurs chargements à partir de ce quai. La quote-part d'Énergir correspondrait à la totalité des coûts du quai n° 0 diminuée de la quote-part de GM GNL.

[217] Énergir soutient que cette méthodologie permet de prendre en compte la nécessité pour la daQ de disposer d'un quai de chargement pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Elle soumet que la valeur de cet actif ne découle pas du nombre de fois où il est utilisé, mais plutôt de sa disponibilité lors de moments critiques où la valeur de la sécurité qu'il apporte est très élevée.

[218] Énergir souligne qu'il lui apparaît juste que le client GM GNL ne supporte pas les coûts liés au quai n° 0 lorsqu'il ne l'utilise pas. De plus, Énergir ajoute qu'il est avantageux pour la daQ de permettre à GM GNL d'utiliser ce quai dans le cadre de ses activités commerciales puisque la quote-part liée à son utilisation permettrait de créer une économie pour la clientèle de la daQ par rapport à l'absence d'utilisation du quai n° 0 par GM GNL, auquel cas Énergir assumerait 100 % des coûts.

6.4 OPINION DE LA RÉGIE

[219] La Régie constate que le coût d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL est établi de façon conforme à la méthode approuvée dans les décisions D-2020-039 et D-2020-113. **Conséquemment, la Régie approuve l'établissement des coûts d'utilisation de l'usine LSR par le client GM GNL pour l'exercice financier 2021-2022.**

[220] La Régie est également d'avis que le suivi présenté par Énergir démontre qu'il n'y a pas de traitement préférentiel à ne pas faire payer de coûts excédentaires à GM GNL pour les écarts volumétriques quotidiens lorsque les actifs de regazéification sont utilisés par les activités réglementée et non réglementée dans la même journée puisque tous les volumes

vaporisés en excédant à ses besoins seront utilisés par la daQ. **Conséquemment, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2020-039 (paragraphe 38) relatif aux déséquilibres volumétriques causés par l'activité de regazéification du client GM GNL et s'en déclare satisfaite.**

[221] La Régie retient la proposition d'Énergir d'ajouter une colonne au tableau 1 présenté sous pli confidentiel à la pièce B-0076 de façon à confirmer que la daQ utilise tous les volumes vaporisés au-delà de la nomination de GM GNL et de valider l'absence de traitement préférentiel lorsque les activités réglementée et non-réglementée utilisent les actifs de regazéification dans la même journée. **Ainsi, la Régie demande à Énergir d'ajouter la colonne « Volume vaporisé pour la daQ », tel que présenté au tableau 1 de la pièce B-0077, dans le cadre du suivi du rapport annuel.**

[222] La Régie est d'avis que la méthodologie proposée par Énergir pour l'activité chargement est équitable et simple d'application. La Régie note que l'activité non-réglementée assumera les coûts reliés à son utilisation du quai de chargement n° 0 au prorata de ses jours d'utilisation au bénéfice de la clientèle réglementée. **Conséquemment, la Régie prend acte du suivi de la décision D-2020-113 (paragraphe 106) et approuve la méthodologie proposée d'allocation des coûts associés à l'activité « Chargements » à l'usine LSR.**

7. REVENU REQUIS ET AJUSTEMENT TARIFAIRE

7.1 REVENU REQUIS

[223] Énergir demande à la Régie, suite à la mise à jour des taux d'inflation applicables à la formule paramétrique des dépenses d'exploitation, d'approuver un revenu requis révisé de 999 972 000 \$ pour l'année tarifaire 2021-2022. Avant cette mise à jour, le revenu requis global s'élevait à 999 078 000 \$.

[224] Pour l'année 2021-2022, le revenu requis global révisé est en hausse de 162,2 M\$ comparativement au revenu requis autorisé 2020-2021 et de 162,1 M\$ comparativement à l'année historique 2019-2020.

TABLEAU 7
ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS 2020-2022

Revenu requis (en millions de \$)	2020 année historique	2021 année autorisée	2021 année de base (4/8)	2022 année témoin	Hausse (baisse)		
					2022 vs 2020 historique	2022 vs 2021 autorisée	2022 vs 2021 4/8
Frais de transport, d'équilibrage et de distribution	309,7	266,5	279,1	317,3	7,6	50,8	38,2
Autres revenus d'exploitation	(0,7)	(3,9)	(2,1)	(3,3)	(2,6)	0,7	(1,2)
Charges d'exploitation	215,6	232,1	231,9	245,0	29,4	12,9	13,1
Amortissement et impôts	179,2	192,9	189,0	291,9	112,7	99,0	102,9
PGEÉ et CASEP	4,9	4,9	4,9	5,3	0,3	0,4	0,4
Autres composantes du coût des ASF	(5,5)	0,6	0,6	2,9	8,4	2,4	2,4
Dépenses nécessaires à la prestation des services	698,4	693,0	662,6	854,0	155,6	161,0	191,4
Rendement sur la base de tarification globale	139,4	144,8	142,9	146,0	6,6	1,2	3,1
Revenu requis (RR)	837,9	837,8	805,5	1 000,0	162,1	162,2	194,5
Trop-perçu (manque à gagner)	(35,4)	-	35,8	-			
RR réel (2020) ou prévu (2021 et 2022)	802,5	837,8	841,3	1 000,0			

Source : Tableau établi à partir des pièces [B-0169](#) et [B-0171](#) et du dossier R-4136-2020, pièce [B-0044](#).

[225] La hausse du revenu requis pour 2021-2022 comparativement à l'année autorisée 2020-2021 est principalement attribuable à l'augmentation coïncidente de l'amortissement associé à plusieurs CFR. Énergir précise que cette hausse simultanée était imprévisible puisqu'elle dépend de plusieurs éléments indépendants les uns des autres.

[226] Le tableau suivant détaille l'évolution du revenu requis par service pour la période 2020-2022.

TABLEAU 8
ÉVOLUTION DU REVENU REQUIS PAR SERVICE POUR LA PÉRIODE 2020-2022

Revenu requis par service (en millions de \$)	2020 année historique	2021 année autorisée	2021 année de base 4/8	2022 année témoin	Hausse (baisse)	
					2022 vs 2020 historique	2022 vs 2021 autorisée
Distribution	543,2	562,1	556,4	665,0	121,7	102,9
Fourniture et SPEI	4,1	3,1	4,1	4,5	0,4	1,5
Transport	137,9	144,1	155,1	190,8	52,9	46,7
Équilibrage	152,6	128,6	125,7	139,7	(12,9)	11,1
Revenu requis	837,9	837,8	841,3	1 000,0	162,1	162,2

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0169](#).

7.2 AJUSTEMENT TARIFAIRE

[227] Énergir établit l'ajustement tarifaire global pour l'ensemble des services de distribution, de transport, d'équilibrage, d'ajustement des inventaires et de SPEDE, à 23,35 %. Cependant, afin de réduire l'impact de la hausse anticipée au présent dossier, Énergir propose différentes mesures de mitigation permettant d'étaler les variations tarifaires sur les années 2021-2022 à 2023-2024. L'application de ces mesures permet à Énergir de réduire la hausse globale pour l'ensemble des services visés au dossier tarifaire 2021-2022 à 17,69 %. Cette hausse globale est attribuable principalement aux hausses tarifaires des services de distribution et de transport⁷⁸.

[228] En considérant les composantes fourniture et SPEDE qui ne font pas l'objet d'approbation dans le cadre du présent dossier, Énergir évalue la variation moyenne sur la facture totale des clients au service D₁ à 9,5 %. Pour les clients aux services D₃, D₄ et D₅, la variation moyenne sur la facture est établie à 7,2 %, 6,1 % et 6,0 %, respectivement⁷⁹.

[229] Lors de l'audience, Énergir qualifie la hausse tarifaire due à l'amortissement coïncidant de plusieurs CFR de « tempête parfaite » à la suite de plusieurs années favorables où il y a eu des baisses pour la clientèle. Énergir considère que les mesures d'étalement proposées, présentées à la section 4.2 de la présente décision, représentent un équilibre entre la récupération des montants de la hausse tarifaire et l'équité intergénérationnelle, tout en maintenant une certaine stabilité⁸⁰.

[230] Pour le service de distribution, Énergir présente l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire révisé de 95,5 M\$ ou 16,78 % en 2021-2022 comme suit :

⁷⁸ Pièce [B-0163](#), p. 5.

⁷⁹ Pièce [B-0112](#), p. 2, réponse à la question 1.1. Estimation par rapport à l'ajustement tarifaire global de 17,58 %, avant la révision des charges d'exploitation.

⁸⁰ Pièce [A-0025](#), p. 20 et 21.

TABLEAU 9
AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2022 POUR LE SERVICE DE DISTRIBUTION

Évolution du revenu requis du service de distribution et ajustement tarifaire	2022	
	en M\$	en %
Amortissement des frais reportés	59,7	10,4%
Frais de distribution	15,6	2,7%
Dépenses d'exploitation et autres composantes des avantages sociaux futurs	15,3	2,7%
Amortissement des immobilisations	5,5	1,0%
Rendement et impôt	4,6	0,8%
Autres	2,2	0,4%
Variation du revenu requis 2022 vs le revenu requis autorisé de 2021	102,9	18,1%
Variation des revenus de distribution découlant de l'évolution des volumes à travers les tarifs	(7,4)	-1,3%
Ajustement tarifaire du service de distribution	95,5	16,8%

Source : Pièce [B-0163](#). L'ajustement tarifaire initial était de 16,62 %.

[231] L'augmentation du revenu requis de 102,9 M\$ est principalement expliquée par les variations des dépenses d'amortissement des CFR relatifs à la stabilisation tarifaire de la température et du vent, au solde des trop-perçus constatés lors des exercices 2018-2019 et 2019-2020 et aux écarts budgétaires des avantages sociaux futurs (ASF) constatés lors de ces mêmes exercices financiers. La période d'amortissement de ces CFR fait l'objet de la section 4.2 de la présente décision.

[232] De plus, Énergir explique l'essentiel de la hausse des frais de distribution par l'amortissement d'un CFR visant à récupérer des clients les écarts de facturation découlant de l'application tardive des tarifs 2020-2021, alors que les écarts de facturation de 2019-2020 étaient à remettre aux clients.

[233] Par ailleurs, n'eut été de la baisse tarifaire constatée pour l'année 2019-2020 et du maintien de celle-ci en 2020-2021, Énergir démontre que les tarifs de distribution s'inscrivent dans une tendance relativement stable au cours des dernières années. En effet, la hausse tarifaire moyenne se situe à un niveau inférieur à 1 % lorsque calculée sur la période 2014-2022 et autour de 2 % lorsque calculée depuis l'année 2019⁸¹.

[234] Pour le service de transport, l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire de 46,3 M\$ ou 32 % en 2021-2022 est détaillé comme suit :

⁸¹ Pièce [B-0104](#), p. 13 à 16, graphiques 2 à 7.

TABLEAU 10
AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2021-2022 POUR LE SERVICE DE TRANSPORT

Évolution du revenu requis du service de transport et ajustement tarifaire	2022	
	en M\$	en %
Variation des trop-perçus des exercices 2019-2020 et 2018-2019	33,4	23,1%
Hausse des coûts de transport	9,8	6,8%
Hausse du rendement et impôts	3,5	2,4%
Variation du revenu requis 2022 vs le revenu requis autorisé de 2021	46,7	32,3%
Hausse des revenus de transport	(0,4)	-0,3%
Ajustement tarifaire du service de transport	46,3	32,0%

Source : Pièce [B-0163](#).

[235] L'augmentation du revenu requis de 46,7 M\$ est essentiellement expliquée par la remise aux clients du trop-perçu de l'exercice 2018-2019 dans les tarifs 2020-2021 et la récupération du manque à gagner de l'exercice 2019-2020 dans les tarifs 2021-2022, pour une variation nette de 33,4 M\$. La hausse des coûts de transport de 9,8 M\$ est principalement due au coût du transport sur les achats de gaz naturel à Empress.

[236] Bien que la hausse en transport de l'année 2021-2022 soit relativement importante par rapport à l'année 2020-2021, Énergir soumet que le prix de transport demeure compétitif et est même inférieur à celui qui avait cours dans les années 2016-2017 et 2017-2018 à la suite du déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn.

[237] À cet égard, Énergir rappelle que le tarif de transport a bénéficié de réductions importantes dans les exercices 2018-2019 et 2019-2020, en raison de la remise immédiate et ponctuelle d'un trop-perçu à travers les tarifs de TCPL. Une fois ce trop-perçu remis à la clientèle, les tarifs pour les années suivantes ne pouvaient qu'augmenter⁸².

[238] Pour le service d'équilibrage, l'évolution du revenu requis et l'ajustement tarifaire de 8,6 M\$ ou 6,5 % en 2021-2022 est ventilé comme suit :

⁸² Pièce [B-0104](#), p. 17 et 18.

TABLEAU 11
AJUSTEMENT TARIFAIRE EN 2022 POUR LE SERVICE D'ÉQUILIBRAGE

Évolution du revenu requis du service d'équilibrage et ajustement tarifaire	2022	
	en M\$	en %
Hausse des coûts d'équilibrage	20,4	15,6%
Variation des manques à gagner des exercices 2018-2019 et 2019-2020	(10,1)	-7,7%
Autres	0,7	0,5%
Variation du revenu requis 2022 vs le revenu requis autorisé de 2021	11,1	8,4%
Hausse des revenus d'équilibrage	(2,5)	-1,9%
Ajustement tarifaire du service d'équilibrage	8,6	6,5%

Source : Pièce [B-0163](#). Les écarts sont dus aux arrondis.

[239] L'augmentation du revenu requis de 11,1 M\$ est expliquée par la hausse des tarifs de TCPL au 1^{er} janvier 2021 pour les mois d'avril à septembre 2021 qui ont été reportés et amortis à la cause tarifaire 2021-2022⁸³.

[240] Cette hausse est partiellement compensée par une réduction de l'amortissement des CFR visant à récupérer les manques à gagner constatés aux exercices 2018-2019 et 2019-2020.

[241] Questionnée par l'ACIG à savoir si la hausse tarifaire de cette année est considérée comme étant un choc tarifaire, Énergir répond ne pas vouloir se « lancer dans la quantification », mais indique qu'en regardant sur une période de quelques années passées, les hausses tarifaires se situent plutôt autour de l'inflation⁸⁴.

[242] Énergir indique chercher à avoir des tarifs les plus stables et prévisibles possibles. Le Distributeur affirme réfléchir à ce qu'il pourrait proposer comme prochain cadre réglementaire pour assurer moins de variabilité et des tarifs qui sont plus prévisibles et stables dans le temps. À cet égard, Énergir compte déposer une nouvelle proposition de cadre réglementaire dans le prochain dossier tarifaire avec comme objectif, notamment, de maintenir des tarifs avec une croissance semblable à l'inflation pour les prochaines années⁸⁵.

⁸³ Dans sa décision [D-2021-109](#) rendue au dossier R-3867-2013 Phase 2, la Régie modifie ce traitement comptable à compter du prochain dossier tarifaire.

⁸⁴ Pièce [A-0025](#), p. 107 et 108.

⁸⁵ Pièce [A-0025](#), p. 50, 55, 56 et 57.

7.3 POSITION DES INTERVENANTS

[243] En audience, l'ACIG, l'AHQ-ARQ, la FCEI et OC qualifient les augmentations tarifaires proposées par Énergir de choc tarifaire.

[244] L'ACIG soumet que la baisse tarifaire observée en 2019-2020 ne peut pas justifier la hausse observée cette année. Elle explique que les clients industriels prévoient leur production et leurs coûts de manière annuelle et non selon une moyenne sur plusieurs années. Les clients industriels devront donc refléter les augmentations de l'année 2021-2022 dans les prix de vente, ce qui affectera leur compétitivité par rapport à la concurrence hors Québec. Dans le cas contraire, si les augmentations n'étaient pas reflétées dans les prix de vente, c'est leur rendement qui diminuera ce qui pourrait freiner une dynamique de reprise ou des gains de productivité.

[245] L'AHQ-ARQ est préoccupée par l'intérêt de ses membres qui consiste à réduire la variation tarifaire de 2021-2022 puisque, pour certains, leur survie en dépendrait.

[246] La FCEI cherche à diminuer le plus possible le choc tarifaire de l'année 2021-2022. L'intervenante fait valoir que plus de 80 % des PME ne se sont pas encore rétablies complètement de la Pandémie. Ce taux grimpe à plus de 90 % dans les secteurs durement touchés, comme les arts, la culture, l'hébergement et la restauration.

[247] OC milite également en faveur de mesures d'étalement de la hausse tarifaire de l'année 2021-2022. Au soutien de sa position, l'intervenante considère notamment la hausse des prix à la consommation et l'augmentation du prix du gaz naturel.

7.4 OPINION DE LA RÉGIE

[248] Le présent dossier est présenté dans un contexte de reprise économique dont la vigueur dépendra en bonne partie de la situation pandémique. La Régie comprend que l'augmentation coïncidente de l'amortissement associé à plusieurs CFR importants causerait une hausse tarifaire de l'ordre de 23,4 %, mais que cette dernière est réduite à 17,7 % par les mesures d'atténuation proposées par Énergir.

[249] La Régie note que les intervenants représentant les intérêts des consommateurs souhaitent des mesures d'atténuation de la hausse tarifaire égales ou supérieures à celles proposées par Énergir.

[250] La Régie constate que la hausse moyenne des tarifs se situe à un niveau inférieur à 1 % lorsque calculée sur la période 2014-2022 et autour de 2 % lorsque calculée depuis 2019. La Régie est toutefois d'avis que la hausse au présent dossier est importante et que des mesures d'atténuation sont nécessaires pour en limiter les impacts sur les consommateurs.

[251] La Régie appuie l'objectif d'Énergir de minimiser la hausse des tarifs pour l'exercice 2021-2022, tout en maintenant un équilibre au niveau de l'équité intergénérationnelle. La Régie reconnaît le principe voulant qu'une génération de clients doit assumer les coûts qu'elle entraîne. Au présent dossier, la hausse tarifaire provient d'écarts budgétaires de l'année 2019-2020. La Régie est d'avis qu'il ne serait pas équitable d'appliquer une hausse tarifaire trop abrupte sur une seule année, en particulier dans un contexte de pandémie.

[252] La Régie retient notamment les commentaires de l'ACIG, la FCEI et l'AHQ-ARQ selon lesquels plusieurs consommateurs sont dans une situation fragile ou précaire et que les clients industriels verraient leur compétitivité, leur rendement et leurs dépenses d'exploitation et d'investissement affectées par une hausse tarifaire trop marquée.

[253] Enfin, la Régie note qu'Énergir a entamé une réflexion visant à identifier des moyens pour assurer les tarifs les plus stables et prévisibles possibles et qu'elle compte déposer une nouvelle proposition de cadre réglementaire dans le prochain dossier tarifaire avec comme objectif, notamment, de maintenir des tarifs avec une croissance semblable à l'inflation pour les prochaines années.

[254] Considérant les dispositions contenues à la section 4.2 de la présente décision, **la Régie réduit le revenu requis du service de distribution d'un montant de 17,9 M\$ pour l'année 2021-2022. Elle estime que cette réduction du revenu requis devrait réduire la variation tarifaire du service de distribution de 16,8 % à 13,6 %.**

[255] **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 18 novembre 2021, à 12 h.**

8. DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION

8.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[256] Énergir révisé les dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution à 529,8 M\$ pour l'année 2021-2022, soit une augmentation de 104,6 M\$ comparativement au montant autorisé pour 2020-2021 et de 119,2 M\$ comparativement à l'année historique 2019-2020.

[257] Le tableau suivant présente l'évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution pour la période 2020-2022.

TABLEAU 12
ÉVOLUTION DES DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION POUR LA PÉRIODE 2020-2022

Dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution (en millions de \$)	2020	2021	2021	2022	Hausse (baisse)		
	année historique	année autorisée	année de base 4/8	année témoin	2022 vs 2020 historique	2022 vs 2021 autorisée	2022 vs 2021 4/8
Coût du gaz perdu et autres frais de distribution	9,9	(5,3)	(5,4)	10,3	0,4	15,6	15,7
Autres revenus d'exploitation	(0,7)	(3,9)	(2,1)	(3,3)	(2,6)	0,6	(1,2)
Charges d'exploitation	215,6	232,1	231,9	245,0	29,4	12,9	13,1
PGEÉ et CASEP	4,9	4,9	4,9	5,3	0,4	0,4	0,4
Amortissements et impôts	186,4	196,8	192,1	269,5	83,1	72,7	77,4
Autres composantes du coût des ASF	(5,5)	0,6	0,6	3,0	8,5	2,4	2,4
Dépenses nécessaires - service distribution	410,6	425,2	422,0	529,8	119,2	104,6	107,8

Source : Tableau établi à partir de la pièce [B-0044](#), du dossier R-4136-2020, de la pièce [B-0213](#) du dossier R-4119-2019 et de la pièce [B-0169](#) du présent dossier.

[258] La hausse observée dans la rubrique « Coût du gaz perdu et des autres frais de distribution » s'explique essentiellement par l'amortissement des frais reportés relatifs aux écarts de revenu découlant de l'application tardive des tarifs 2020-2021.

[259] Conformément à la décision D-2019-141⁸⁶, Énergir établit les dépenses d'exploitation par le biais de la formule paramétrique autorisée. En considérant la variation du nombre de clients anticipée pour l'année 2021-2022, le taux d'inflation pondéré appliqué sur le montant de départ de la formule est établi à 4,15 %. Suite à la mise à jour des taux

⁸⁶ R-4076-2018 Phase 1, décision [D-2019-141](#), p. 88.

d'inflation applicables à la formule paramétrique, Énergir révisé le taux d'inflation pondéré à 4,59 %⁸⁷.

[260] Énergir établit ainsi les dépenses d'exploitation révisées pour l'année 2021-2022 à 245,0 M\$, soit une augmentation de 12,9 M\$ par rapport aux dépenses autorisées pour l'année 2020-2021. Les dépenses d'exploitation en dollars constants (excluant le régime de retraite) par volume sont stables à 0,30 \$/m³ depuis l'année 2019-2020 tandis que ces mêmes dépenses par client ont augmenté de 846 \$ à 880 \$ sur la même période⁸⁸.

8.2 POSITION DE LA FCEI

[261] La FCEI soumet que l'évolution de l'indice d'inflation pondéré utilisé dans la formule paramétrique servant à calculer les dépenses d'exploitation ne reflète pas une variation réelle des salaires, mais bien un changement dans la composition de la force de travail qui a vu disparaître un grand nombre d'emplois à faible rémunération et apparaître d'autres emplois à forte rémunération. L'intervenante est d'avis que ce phénomène a entraîné une hausse de la rémunération horaire moyenne, mais que cela ne signifie pas que les salaires ont subi des hausses équivalentes.

[262] De plus, la FCEI soutient que les restrictions imposées aux entreprises en lien avec la Pandémie à partir de mars 2020 accentuent l'impact de la pandémie sur le marché du travail.

[263] En conséquence, la FCEI soumet que l'application mécanique de la formule paramétrique est incompatible avec l'esprit de la formule qui visait à refléter une inflation raisonnable des salaires et non à capter des effets de composition du marché de l'emploi. Dans ce contexte, elle estime qu'il y a lieu d'exclure les données d'avril 2020 à novembre 2020 de l'analyse de la croissance des salaires. La FCEI recommande plutôt d'utiliser un taux de croissance des salaires de 3,38 %, basé sur une période réduite allant de décembre 2017 à mars 2020. Ceci ferait passer le taux global des dépenses d'exploitation de 4,15 % à 3,22 % et réduirait l'enveloppe des dépenses d'exploitation de 1,9 M\$.

⁸⁷ Pièce [B-0172](#).

⁸⁸ *Ibid*, p. 2.

8.2.1 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR SUR LA POSITION DE LA FCEI

[264] Lors de l'audience, Énergir rappelle que l'année tarifaire 2021-2022 est la dernière année de l'allègement réglementaire ayant débuté en 2019-2020 et note que le cadre réglementaire actuel ne prévoit aucun mécanisme de réexamen des parties constitutives de la formule paramétrique pour la période allant de 2019-2020 à 2021-2022.

[265] Énergir souligne que le calcul de l'inflation des salaires utilisé dans la formule paramétrique est basé sur une moyenne mobile des 36 derniers mois disponibles lors de l'établissement du dossier tarifaire et permet justement de lisser de potentiels soubresauts ponctuels, contribuant à la stabilité et à la prévisibilité des dépenses d'exploitation. Énergir ajoute qu'aucun ajustement ponctuel et à la pièce de la formule paramétrique ne saurait être effectué et encore moins sans une revue complète du coût de service d'Énergir.

[266] Le Distributeur soutient que la formule paramétrique d'établissement des dépenses d'exploitation est un élément central et essentiel du cadre réglementaire allégé qui ne pourrait être modifié sans créer un déséquilibre important et remettre en question tout « l'édifice réglementaire ».

8.3 OPINION DE LA RÉGIE

[267] La Régie note que les dépenses d'exploitation 2021-2022 sont établies selon la formule paramétrique approuvée dans sa décision D-2019-141. Elle rappelle que l'utilisation d'une telle formule vise à contribuer à l'allègement réglementaire alors que plusieurs dossiers d'importance sont en cours d'examen par la Régie.

[268] Bien que ce mécanisme d'allègement réglementaire s'inscrit dans un contexte exceptionnel marqué par la pandémie de la COVID-19, la Régie souligne qu'elle n'a pas jugé nécessaire, dans le cadre du dossier tarifaire 2020-2021, de revoir les paramètres des éléments touchés par l'allègement réglementaire pour tenir compte des nouveaux éléments contextuels.

[269] La Régie retient qu'au cours de la période d'application de la formule paramétrique, les dépenses d'exploitation par client (excluant les régimes de retraite) augmentent

d'environ 3 % par année lorsqu'elles sont mesurées en dollars courants⁸⁹. Elle retient également que la hausse tarifaire moyenne sur les huit dernières années se situe à un niveau inférieur à 1 %.

[270] Par ailleurs, pour les deux premières années d'application de la formule paramétrique, la Régie note que l'écart budgétaire lié aux charges d'exploitation est de 0,7 % pour l'année 2019-2020⁹⁰ et de 0,1 % pour l'année de base 2021⁹¹.

[271] La Régie tient compte de ces résultats dans son appréciation des charges d'exploitation prévues pour l'année 2021-2022. Elle juge que les charges d'exploitation établies selon la formule paramétrique approuvée sont raisonnables dans les circonstances.

[272] De plus, la Régie est d'avis qu'il ne serait pas équitable de modifier l'indice d'inflation pondéré de la formule paramétrique pour sa dernière année d'application afin de tenir compte des éléments contextuels soulevés par la FCEI sans examiner l'impact que pourraient avoir d'autres éléments contextuels sur les paramètres de la formule paramétrique.

[273] La Régie invite le Distributeur à considérer les commentaires de la FCEI en ce qui a trait à l'inflation des salaires et la composition du marché du travail dans le cadre de sa prochaine proposition d'allègement réglementaire, le cas échéant.

[274] Conséquemment, la Régie approuve un montant de 244 989 000 \$ pour les charges d'exploitation de l'année 2021-2022.

⁸⁹ À partir des données à la pièce [B-0172](#), p. 2.

⁹⁰ Dossier R-4136-2020, décision [D-2021-082](#), p. 8.

⁹¹ Tableau 12 *Évolution des dépenses nécessaires à la prestation du service de distribution pour la période 2020-2022*, de la présente décision.

9. DÉVELOPPEMENT DES VENTES

9.1 PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES VENTES 2021-2022

[275] Énergir dépose son plan de développement des ventes 2021-2022 (Plan de développement) et présente, entre autres, les volumes de ventes additionnels, par marché, provenant de nouveaux clients ou d'ajouts de charges. De plus, Énergir présente le coût des investissements prévus, les subventions projetées découlant des programmes commerciaux ainsi que les contributions prévues des futurs clients nécessaires aux fins de réaliser ces ventes additionnelles.

[276] Pour les six années visées par le plan de développement des ventes 2021-2022, soit l'an 0 à l'an 5, Énergir établit le coût total prévu des investissements en immobilisations corporelles à 60,7 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*⁹². 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 70,4 M\$⁹³.

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

9.1.1 OPINION DE LA RÉGIE

[278] La Régie constate que le Distributeur prévoit atteindre, pour l'ensemble du plan de développement des ventes, un indice de profitabilité de 1,97 et un point mort tarifaire d'un an, lesquels respectent les critères de rentabilité exigés.

[279] La Régie constate que les différents paramètres utilisés pour évaluer la rentabilité du plan de développement des ventes sont ceux en vigueur au moment de l'évaluation. Ces paramètres sont présentés conformément à la décision D-2020-145⁹⁴.

⁹² [RLRQ c. R-6.01, r. 2.](#)

⁹³ Pièce [B-0035](#), lignes 29 à 34.

⁹⁴ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 69, par. 285.

[280] La Régie juge que le Plan de développement est établi de façon conforme aux dispositions de la décision D-2018-080⁹⁵.

[281] **La Régie prend acte de la rentabilité du Plan de développement d'Énergir.**

9.2 PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE POUR LE MAZOUT ET LA BIÉNERGIE

[282] Énergir demande à la Régie de reconduire le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie jusqu'au 30 septembre 2022. Depuis 1995, ce programme offre une réduction aux clients dans le cas d'une situation concurrentielle défavorable pour le gaz naturel afin de prévenir une perte de volumes et de revenus et de prémunir l'ensemble de la clientèle contre les hausses tarifaires qui en résulteraient.

[283] Énergir indique qu'elle travaille avec Hydro-Québec sur un projet de tarifs communs pour les clients qui se doteront de systèmes de chauffage biénergie électricité/gaz naturel. Dans ce contexte, Énergir réévaluera, lors de la cause tarifaire 2022-2023, la pertinence de reconduire ce volet du programme au-delà de 2022.

[284] Énergir prévoit qu'il n'y aura pas d'opportunité pour sa clientèle de se prémunir d'une réduction tarifaire en lien avec le programme de flexibilité tarifaire en 2021-2022, compte tenu de la situation concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout et à la biénergie électricité/mazout.

[285] Le GRAME soumet qu'il n'est plus nécessaire de conserver le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie, en raison notamment du Plan pour une économie verte 2030 (PEV).

⁹⁵ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#).

9.2.1 OPINION DE LA RÉGIE

[286] La Régie partage le point de vue d'Énergir quant à la nécessité de réévaluer le volet biénergie du programme de flexibilité tarifaire, considérant la demande relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments déposée conjointement par Hydro-Québec et Énergir⁹⁶.

[287] Quant au volet pour le mazout, la Régie constate que ce programme n'a pas été utilisé depuis 2007⁹⁷. Considérant le contexte invoqué par le GRAME et l'absence d'utilisation de ce volet, la Régie considère approprié de réévaluer le volet flexibilité tarifaire pour le mazout également.

[288] La Régie juge que la proposition d'Énergir d'examiner ce programme dans le prochain dossier tarifaire est adéquate. Dans l'intérim, la Régie note qu'Énergir ne prévoit aucune enveloppe budgétaire et qu'aucun coût n'est prévu pour maintenir le programme en 2021-2022.

[289] Conséquemment, le Régie reconduit le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie pour la période se terminant le 30 septembre 2022. La Régie demande à Énergir de lui soumettre une proposition sur la pertinence de conserver le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie dans le dossier tarifaire 2022-2023.

9.3 SUIVI DE LA DÉCISION PORTANT SUR L'EFFRITEMENT DES VENTES PMD

[290] Dans sa décision D-2018-080, la Régie demandait à Énergir de déposer une preuve relative au taux d'effritement des ventes afin de documenter le phénomène des pertes importantes constatées par marché et de permettre à la Régie d'approuver un taux différent à appliquer sur les ventes générées par chacun des projets d'extension de réseau⁹⁸.

⁹⁶ Dossier R-4169-2021, pièce [B-0003](#).

⁹⁷ Pièce [B-0013](#), p. 2.

⁹⁸ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 67, par. 263.

[291] Énergir explique que pour avoir des données fiables permettant de calculer le taux d'effritement, elle souhaite disposer d'un échantillon minimal de données réelles auprès d'une cohorte de nouveaux clients avec des volumes de consommation à maturation. En raison des impacts de la Pandémie, Énergir est d'avis que les données de consommation récentes ne sont pas représentatives du comportement historique des clients. Ce faisant, le Distributeur juge que toute analyse réalisée sur la base d'un tel échantillon serait biaisée et qu'il serait difficile d'en tirer des renseignements valides pour les fins du suivi demandé par la Régie.

[292] Énergir indique s'attendre à des résultats valides au courant de l'année 2021-2022 et demande donc à la Régie de reporter le dépôt de la preuve portant sur ce suivi au dossier tarifaire 2022-2023.

[293] La Régie juge que l'approche d'Énergir visant à produire les analyses nécessaires au prochain dossier tarifaire et d'en juger l'acuité en fonction des données disponibles est raisonnable et appropriée. **Conséquemment, la Régie accepte le report au dossier tarifaire 2022-2023 du suivi demandé à la décision D-2018-080 portant sur l'effritement des ventes PMD.**

9.4 TAUX DE FRAIS GÉNÉRAUX ENTREPRENEURS

[294] Conformément à la décision D-2018-080⁹⁹, Énergir demande à la Régie d'approuver, pour l'année 2021-2022, le taux de frais généraux entrepreneurs (FGE) de 22,07 % qui doit être appliqué au montant des services entrepreneurs. Dans sa décision D-2020-145¹⁰⁰, la Régie a approuvé un taux FGE de 21,86 % pour l'année 2020-2021 ainsi que les ajustements proposés par Énergir au calcul de ce taux. Aucune modification ou ajustement n'est proposé à la méthodologie de calcul du taux pour l'année 2021-2022.

9.4.1 OPINION DE LA RÉGIE

[295] **Considérant que le taux FGE de l'année 2021-2022 est calculé selon la méthode actuelle et qu'il est comparable au taux autorisé, la Régie approuve le taux**

⁹⁹ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), par. 179.

¹⁰⁰ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), par. 304 à 306.

FGE de 22,07 % applicable au montant des services entrepreneurs de chaque projet pour l'année 2021-2022.

10. PLAN PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS

10.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[296] Conformément aux décisions D-2015-181 et D-2020-126¹⁰¹, Énergir présente les investissements prévus au cours des années 2022 à 2026 afin d'informer la Régie des coûts anticipés dans le cadre de son plan pluriannuel des investissements.

TABLEAU 13
SOMMAIRE PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS

Investissements pluriannuels	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
<i>en millions de dollars</i>					
Développement réseau	69,3	73,9	74,0	75,1	76,7
GNR	19,1	28,5	33,2	33,9	34,6
Amélioration réseau + Transmission réseau	99,7	98,7	67,7	70,8	60,9
Entreposage	3,6	2,8	2,9	3,0	3,2
Installation générales	22,4	26,1	30,1	29,8	29,8
FGC capitalisés	21,4	21,8	22,3	22,7	23,2
Subventions	(29,0)	(0,4)	(16,6)	(16,9)	(17,3)
Total immobilisations	206,5	251,5	213,6	218,4	211,0
Actif intangibles	43,7	14,8	17,4	24,6	28,7
Total Investissements	250,3	266,3	230,9	243,0	239,8

Source : Pièce [B-0044](#), p. 29.

[297] Les projets d'investissements en développement de réseau sont réalisés en fonction de leur rentabilité et découlent de différents plans de développement des ventes, dont le plan 2021-2022 présenté à la section 9.1 de la présente décision. En excluant les FGC et en incluant les projets en renforcement du réseau de distribution, les projets majeurs et les

¹⁰¹ Dossier 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.

projets à être autorisés, Énergir prévoit un budget total de 69,3 M\$ pour les investissements en développement du réseau pour l'année 2021-2022.

[298] Les projets d'investissements en amélioration du réseau découlent d'un processus évolutif ou d'une stratégie dont l'objectif est d'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.

[299] Les projets d'investissement découlant de la Stratégie sont regroupés selon les sous-catégories suivantes¹⁰² :

- « 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.

[300] 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.

¹⁰² Pièce [B-0044](#), p. 11 à 22.

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

TABLEAU 14
INVESTISSEMENTS DÉCOULANT DE LA STRATÉGIE DE GESTION DES ACTIFS

Investissement en amélioration du réseau Stratégie de gestion des actifs et Mesurage	2021	2021	2022
<i>en millions de dollars</i>	<i>année</i>	<i>année de</i>	<i>année</i>
	<i>autorisée</i>	<i>base (4/8)</i>	<i>témoin</i>
Stratégie gestion des actifs <4 M\$			
Risques	10,3	8,7	10,0
Respect des exigences	5,2	12,1	12,0
Enjeux clients - capacité hydraulique	0,1	0,2	0,4
Amélioration des actifs	26,9	33,2	33,1
Renforcement du réseau de transmission	-	-	-
Mesurage < 4 M\$	13,4	13,1	13,8
Total investissements < 4 M\$	56,0	67,4	69,3
Projets majeurs	3,4	7,8	19,5
Total investissements inclus à la base de tarification	59,4	75,1	88,8
Projets à être autorisés	11,5	8,0	10,9
Total Amélioration du réseau (Stratégie + Mesurage)	70,9	83,2	99,7

Source : Pièce [B-0044](#), p. 13.

10.2 OPINION DE LA RÉGIE

[302] **La Régie prend acte du dépôt du plan pluriannuel des investissements anticipés pour la période 2022-2026.**

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

11.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[303] Énergir demande à la Régie d'autoriser pour l'année 2021-2022 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'application¹⁰³.

[304] Énergir établit à 187,8 M\$ le montant des projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4,0 M\$. Le tableau suivant présente le sommaire des investissements pour l'année 2021-2022.

TABLEAU 15
SOMMAIRE DES INVESTISSEMENTS 2021-2022

Sommaire des investissements pour 2021-2022	Projets majeurs	Projets	Total 2021-2022
<i>En millions de dollars</i>	> seuil	< seuil	
Développement réseau et renforcement	1,9	57,7	59,6
GNR	-	8,8	8,8
Amélioration réseau + Transmission réseau	19,5	69,3	88,8
Entreposage	0,3	3,3	3,6
Installations générales	-	22,4	22,4
FGC capitalisés	0,4	19,5	19,9
Subventions	(1,5)	(9,1)	(10,6)
Total immobilisations	20,5	172	192,5
Actifs intangibles	-	15,8	15,8
Projets à être autorisés	42,0	-	42
Total Investissements	62,4	187,8	250,3

Source : Pièce [B-0044](#), p. 5.

[305] En considérant également les projets d'investissements 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 250,3 M\$ en 2021-2022¹⁰⁴.

¹⁰³ *Supra note 29.*

¹⁰⁴ Pièce [B-0044](#), p. 6 à 26.

[306] Énergir présente également l'impact tarifaire des investissements inférieurs au seuil générant des revenus additionnels en développement du réseau et en développement associés au GNR, soit - 9,1 M\$ sur un an et - 38,1 M\$ sur 5 ans. Pour les investissements inférieurs au seuil ne générant pas de revenus additionnels, l'impact tarifaire est estimé à 14,0 M\$ sur un an et 67,0 M\$ sur cinq ans.

11.2 OPINION DE LA RÉGIE

[307] 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 l'année 2021-2022. **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, au montant total prévu de 187,7 M\$.**

12. BASE DE TARIFICATION

12.1 ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION

[308] Énergir demande à la Régie d'approuver les additions à la base de tarification relatives aux projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur au seuil de 4 M\$ prévu au Règlement d'application. Énergir établit à 204,8 M\$, pour l'année témoin 2021-2022, le montant des additions à la base de tarification pour les projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M\$.

[309] Le tableau suivant présente l'évolution des additions à la base de tarification pour la période 2020-2022.

TABLEAU 16
ÉVOLUTION DES ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION
POUR LA PÉRIODE 2020 À 2022

Additions à la base de tarification <i>en millions de dollars</i>	2020 <i>année historique</i>		2021 <i>année autorisée</i>		2021 <i>année de base (4/8)</i>		2022 <i>année témoin</i>	
	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total
Immobilisations corporelles nettes	151,0	160,8	174,4	197,3	169,6	170,3	173,7	194,2
Développements informatiques et autres	14,0	14,8	12,1	12,1	12,8	14,4	15,8	15,8
Programmes commerciaux	16,2	16,4	16,0	16,2	17,4	17,7	15,3	15,6
Intégration de projets hors base dans le solde d'ouverture	0,2	6,6	-	63,9	-	70,8	-	11,1
Total	181,4	198,6	202,5	289,5	199,7	273,2	204,8	236,7

Source : Pièce [B-0043](#) et dossier R-4136-2020, pièce [B-0036](#).

[310] En considérant également les projets d'investissements dont le coût individuel est égal ou supérieur à 4,0 M\$, Énergir prévoit des additions à la base de tarification totalisant 236,7 M\$ en 2021-2022. Comparativement aux additions autorisées de l'année 2020-2021, les additions prévues en 2021-2022 présentent une diminution de 52,8 M\$ ou -18,2 % qui s'explique principalement par les projets hors base intégrés dans le solde d'ouverture.

Additions en immobilisations corporelles

[311] Énergir prévoit des additions en immobilisations corporelles nettes totalisant 194,2 M\$ pour l'année 2021-2022, dont un montant de 173,7 M\$ est soumis à l'autorisation de la Régie. Les investissements prévus découlent principalement de la planification pluriannuelle des investissements et le développement du réseau. Les immobilisations corporelles incluent également les coûts d'investissement pour l'entreposage, les installations générales et les frais généraux capitalisés, atténués par les subventions gouvernementales.

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

TABLEAU 17
ADDITIONS À LA BASE DE TARIFICATION EN IMMOBILISATIONS CORPORELLES
NETTES POUR LA PÉRIODE 2020 À 2022

Additions à la base de tarification en Immobilisations corporelles	2020		2021		2021		2022	
	année historique		année autorisée		année de base (4/8)		année témoin	
<i>En millions de dollars</i>	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total	< 4 M\$	total
Développement du réseau	52,7	53,4	61,9	102,1	56,8	66,4	57,7	59,6
GNR	-	-	7,5	7,5	7,2	7,2	8,8	8,8
Amélioration du réseau	52,0	57,1	56,0	59,4	67,4	75,1	69,3	69,3
Réseau de transmission	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	19,4
Entreposage	-0,1	2,4	2,9	14,0	3,1	18,5	3,3	3,6
Installations générales	31,2	31,4	27,2	27,2	23,1	23,2	22,4	22,4
Frais généraux capitalisés	15,9	16,3	19,4	20,5	18,2	19,1	19,5	19,9
Autres	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,7	1,7
Subventions gouvernementales	(2,0)	(0,9)	(2,1)	(35,1)	(7,6)	(40,6)	(9,1)	(10,6)
Immobilisations corporelles nettes	151,0	160,8	174,4	197,3	169,6	170,3	173,7	194,2

Source : Pièce [B-0043](#) et dossier R-4136-2020, pièce [B-0036](#).

[313] Les additions à la base de tarification pour les investissements en développement du réseau totalisent 59,6 M\$ pour 2021-2022, dont un montant de 57,7 M\$ est soumis à l'autorisation de la Régie. Comparativement à l'année autorisée 2020-2021, la baisse globale prévue en 2021-2022 de 42,5 M\$ s'explique principalement par le projet d'extension de réseau pour la desserte en gaz naturel de Métaux Black Rock Inc. et de la zone industrialo-portuaire de Saguenay ainsi que la fin des travaux en 2020-2021 du projet d'extension de réseau entre Saint-Henri et Montmagny.

[314] Les additions liées à l'amélioration du réseau et le réseau de transmission s'élèvent à 69,3 M\$ et 19,4 M\$ respectivement, dont le montant de 69,3 M\$ pour les investissements en amélioration du réseau est soumis pour autorisation. Comparativement à la prévision 2020-2021, la hausse globale prévue de 9,9 M\$ en 2022 s'explique principalement par la relocalisation des conduites en arrière-lot, les différents projets en lien avec la réfection de viaducs, de routes et autoroutes provinciales ainsi que la réfection d'infrastructures municipales.

12.2 ÉTABLISSEMENT DE LA BASE DE TARIFICATION

[315] Pour l'année témoin 2021-2022, Énergir demande à la Régie d'établir la base de tarification au montant de 2 408,9 M\$, ventilée comme suit :

TABLEAU 18
ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION POUR LA PÉRIODE 2020 À 2022

Base de tarification (en millions de \$) <i>Moyenne des 13 soldes</i>	2020	2021	2021	2022	Hausse (baisse)	
	<i>année historique</i>	<i>année autorisée</i>	<i>année de base (4/8)</i>	<i>année témoin</i>	<i>2022 vs 2021 autorisée</i>	<i>2022 vs 2020</i>
Immobilisations corporelles	1 899,7	2 023,9	1 985,3	2 049,3	25,4	149,6
Coûts non amortis						
Programmes commerciaux	84,7	84,8	85,4	84,9	0,0	0,1
Systèmes informatiques et brevets	52,1	63,4	68,9	65,1	1,7	13,0
PGEÉ - Subventions	38,5	61,4	56,6	76,5	15,1	38,0
Autres coûts non amortis	16,1	14,9	32,0	96,3	81,4	80,2
Fonds de roulement						
Encaisse réglementaire	32,8	37,1	31,9	38,9	1,7	6,1
Matériaux et inventaires de gaz	49,0	49,9	54,4	55,2	5,3	6,2
Passif au titre des prestations définies net des CFR	(31,0)	(48,4)	(53,6)	(57,1)	(8,7)	(26,0)
Provision auto-assurance	(0,2)	(0,2)	(0,1)	(0,1)	0,0	0,1
Total	2 141,6	2 286,9	2 260,9	2 408,9	122,0	267,3

Source : Pièce [B-0048](#) et dossier R-4136-2020, pièce [B-0034](#).

[316] La base de tarification de l'année 2021-2022 présente une croissance de 122 M\$ ou 5,3 % par rapport au montant autorisé en 2020-2021. Comparée aux données réelles pour l'année 2019-2020, la hausse s'élève à 267,3 M\$ ou 12,5 % sur deux ans.

[317] Pour l'année témoin 2021-2022, la hausse des subventions du PGEÉ de 15,1 M\$ par rapport à l'année autorisée 2020-2021 est expliquée par la croissance des additions nettes depuis l'intégration à la base de tarification des subventions du PGEÉ au 1^{er} octobre 2018. La variation à la baisse de 8,7 M\$ du compte « Passifs » au titre des prestations définies net des CFR liés aux avantages sociaux futurs résulte de la révision des hypothèses actuarielles.

12.3 OPINION DE LA RÉGIE

[318] **La Régie approuve, pour 2021-2022, un montant de 204,8 M\$ pour les additions à la base de tarification liées aux projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur à 4,0 M\$.**

[319] **La Régie prend acte du dépôt de la pièce B-0045 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.**

[320] La Régie approuve la base de tarification pour l'année témoin 2021-2022 sous réserve des ajustements à apporter aux soldes de certains CFR, considérant les dispositions prévues à la section 4.2 de la présente décision.

13. STRATÉGIE FINANCIÈRE

13.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

13.1.1 STRUCTURE DE CAPITAL

[321] Dans sa décision D-2019-141, la Régie a reconduit la structure de capital présumée pour les années tarifaires 2019-2020 à 2021-2022, soit 38,5 % d'avoir propre, 7,5 % d'actions privilégiées et 54 % de dette¹⁰⁵.

13.1.2 COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL

[322] Énergir demande à la Régie, pour l'année tarifaire 2021-2022, d'approuver un coût en capital moyen de 6,06 % après impôts, établi en tenant compte du taux de rendement de 8,90 % sur l'avoir ordinaire présumé. Énergir établit le coût du capital avant impôts à 7,44 %¹⁰⁶.

¹⁰⁵ Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 108.

¹⁰⁶ Pièce [B-0051](#), p. 2.

13.1.3 COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF

[323] Dans le cadre de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements, Énergir demande à la Régie, à la suite de la mise à jour des taux, d'établir le coût en capital prospectif à 5,15 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification et de l'actualisation des contributions tarifaires et d'établir à 4,80 % le coût en capital prospectif, après impôts, aux fins de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissements, en le comparant au taux de rendement interne (TRI) du projet¹⁰⁷.

13.1.4 TAUX DE RENDEMENT SUR L'AVOIR ORDINAIRE PRÉSUMÉ

[324] Dans sa décision D-2019-141¹⁰⁸, la Régie reconduisait, pour les années tarifaires 2020-2021 et 2021-2022, le taux de rendement de 8,9 % sur l'avoir ordinaire présumé. La Régie demandait également au Distributeur de déposer, lors des dossiers tarifaires 2020-2021 et 2021-2022, une mise à jour de l'évolution du taux sans risque.

[325] En suivi de cette décision, le Distributeur présente l'évolution du taux sans risque pour la période 2014 à 2021¹⁰⁹. Il demande à la Régie d'en prendre acte et de s'en déclarer satisfaite.

13.2 OPINION DE LA RÉGIE

[326] **La Régie prend acte du suivi du paragraphe 64 de la décision D-2019-141 portant sur l'évolution du taux sans risque et s'en déclare satisfaite.**

[327] **Considérant la reconduction déjà approuvée du taux de rendement sur l'avoir ordinaire présumé de 8,9 % et de la structure de capital présumée, la Régie approuve un coût moyen pondéré du capital de 6,06 % pour l'année tarifaire 2021-2022.**

¹⁰⁷ Pièce [B-0166](#).

¹⁰⁸ Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 20.

¹⁰⁹ Pièce [B-0051](#), p. 3.

[328] **Pour les projets d'investissements, considérant la mise à jour des taux d'intérêt, la Régie établit le coût en capital prospectif à 5,15 % aux fins du calcul du rendement sur la base de tarification et de l'actualisation des contributions tarifaires. Elle établit ce taux à 4,80 % aux fins de l'évaluation de la rentabilité et de la comparaison avec le taux de rendement interne, considérant que les flux monétaires des projets n'intègrent pas la notion d'économie d'impôts reliée aux frais financiers.**

14. PROGRAMMES EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

14.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[329] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver une augmentation à la marge de 3 451 903 \$ du budget global de l'année 2021-2022 par rapport au montant de 31 786 277 \$ pris en compte dans le montant approuvé à titre d'apport financier nécessaire à la réalisation des programmes et mesures en efficacité énergétique sous la responsabilité d'Énergir au dossier R-4043-2018¹¹⁰. Conséquemment, il demande à la Régie de considérer un budget global de 35 238 180 \$ pour le PGEÉ aux fins de l'établissement des tarifs pour l'année 2021-2022, incluant 30 974 577 \$ en aides financières et 4 263 603 en dépenses d'exploitation¹¹¹. Il ajoute avoir reçu l'aval du sous-ministériat à la Transition énergétique du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles en lien avec les modifications proposées¹¹².

[330] 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 2018-2019¹¹³. L'augmentation du budget global en 2021-2022 résulte principalement des modifications aux aides financières des sous-volets *Encouragement à Implantation VGE - Industriel* et *Encouragement à Implantation VGE - Institutionnel* approuvées antérieurement.

¹¹⁰ Dossier R-4043-2018, [D-2019-088](#), p. 16, Tableau 3.

¹¹¹ Pièce [B-0130](#), p. 10, Tableau 1.

¹¹² Pièce [B-0133](#), p. 25, R11.2.

¹¹³ Dossier [R-4076-2018](#) Phase 2, décision D-2019-141, p. 113 et 116, par. 484 et 493 et dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 96, par. 392.

[331] Énergir demande également à la Régie d'approuver des modifications aux volets *Aérotherme à condensation*, *Chauffe-eau sans réservoir*, *Combo efficace standard*, *Combo à haute efficacité (projet pilote)* et *Nouvelle construction efficace* du PGEÉ, incluant le retrait anticipé des volets *Chauffe-eau sans réservoir* et *Combo efficace standard*, tel que présentées dans le tableau ci-dessous.

TABLEAU 19
AJUSTEMENTS AUX MODALITÉS DES VOLETS DU PGEÉ

Volets	Modalités actuelles	Modifications proposées
Aérotherme à condensation	1 700 \$ par appareil	900 \$ par appareil (fixe) plus 5 \$/1 000 Btu/h (variable)
Chauffe-eau sans réservoir	400 \$ par appareil	150 \$ par appareil pour les demandes reçues en 2021-2022 et arrêter l'appui financier à compter du 1 ^{er} octobre 2023
Combo à condensation - efficace standard	400 \$ par appareil	150 \$ par appareil pour les demandes reçues en 2021-2022 et arrêter l'appui financier à compter du 1 ^{er} octobre 2023
Combo à condensation - haute efficacité	600 \$ par appareil	850 \$ par appareil pour une période limitée et à l'automne 2023, réduire l'aide financière de 850 \$ à un montant à être déterminé dans le dossier tarifaire 2023-2024
Nouvelle construction efficace	Seuil de performance énergétique minimal de 20 % (institutionnel) et de 10 % (autres secteurs) par rapport à la base de référence ASHRAE 90.1 (2010) - 1,50 \$/m ³ avec plafond de 275 000 \$	Seuil de performance énergétique minimal de 5 % par rapport à la base de référence CNEB 2015-Qc - 5,00 \$/m avec plafond de 325 000 \$ - rendre admissibles les dépenses liées à la conception intégrée

Source : Pièce [B-0130](#), p. 15, 21, 26, 27 et 34.

[332] Le Distributeur présente l'impact des ajustements associés à ces volets sur la période 2021-2022 à 2022-2023¹¹⁴. Il indique également comment ces ajustements tiennent compte des recommandations provenant des rapports d'évaluation 2020¹¹⁵.

[333] Dans le cas du retrait anticipé du volet « Chauffe-eau sans réservoir », Énergir indique avoir exploré la proposition de l'évaluateur de modifier les aides financières en

¹¹⁴ Pièce [B-0130](#), p. 18, 23, 28, 38 et Annexe A.

¹¹⁵ [Rapports d'évaluation 2020](#).

fonction des deux bases de référence distinctes, du point de vue de la clientèle. Elle a étudié la possibilité de mettre en place un processus administratif permettant de valider le type d'équipement que les participants auraient installé en l'absence de la subvention. Énergir en conclut que les coûts d'une telle démarche dépassent les bénéfices.

[334] Énergir indique avoir analysé le test du coût total en ressources (TCTR) du volet avec des bénéfices non énergétiques. Le résultat demeurerait à la limite de la rentabilité avec un TCTR ratio passant de 0,76 à 0,95 en 2021-2022.

[335] N'entrevoquant pas une rentabilité du volet dans un avenir prévisible, Énergir propose de mettre fin au volet compte tenu des décisions passées de la Régie requérant que les initiatives du PGEÉ soient rentables sur la base du TCTR, à l'exception de quelques initiatives¹¹⁶.

[336] Quant au volet « Nouvelle construction efficace », Énergir propose des ajustements visant entre autres d'atténuer la pression à la baisse sur les économies d'énergie du volet résultant du resserrement des exigences de la nouvelle réglementation pour la construction de bâtiments neufs¹¹⁷.

14.2 POSITION DES INTERVENANTS

[337] Le GRAME est d'avis que les ajustements proposés par Énergir sont justifiés, à l'exception du retrait anticipé du volet « Chauffe-eau sans réservoir ». Il soulève particulièrement la recommandation de l'évaluateur de réviser le montant de l'aide financière, les subventions étant toujours nécessaires pour encourager l'installation de systèmes plus efficaces. Il précise également qu'il serait opportun d'offrir une aide financière de moindre importance et de conserver ce volet sous une forme visant principalement la présence de publicité¹¹⁸.

[338] En lien avec la nouvelle réglementation en matière d'efficacité énergétique du bâtiment, SÉ-AQLPA recommande d'approuver la modification au volet « Nouvelle

¹¹⁶ Pièce [B-0152](#), p. 21 et 22, R8.1 et R8.2.

¹¹⁷ [Code de construction du Québec](#), nouveau chapitre I.1 *Efficacité énergétique du bâtiment*.

¹¹⁸ Pièce [C-GRAME-0009](#), p. 24 à 26.

construction efficace », mais en accordant une aide financière plus importante aux participants qui sont prêts à accroître davantage leur performance énergétique¹¹⁹.

14.3 OPINION DE LA RÉGIE

[339] La Régie constate que l'ajustement budgétaire global de 3 451 903 \$ provient principalement des modifications aux sous-volets « Encouragement à l'implantation CII et VGE » approuvés dans le dossier tarifaire 2020-2021, atténué de l'impact des modifications aux aides financières proposées dans le présent dossier¹²⁰.

[340] La Régie constate également qu'Énergir ajuste son PGEÉ en intégrant les recommandations des rapports d'évaluation récents et les nouvelles contraintes réglementaires dans le domaine du bâtiment.

[341] Quant au retrait proposé du volet « Chauffe-eau sans réservoir », la Régie retient que la rentabilité n'est pas envisageable dans un avenir proche. De plus, ce volet présentait des enjeux de rentabilité notamment lors de son approbation dans le dossier R-4043-2018¹²¹. Considérant ce contexte et le faible impact du volet sur l'atteinte des cibles en efficacité énergétique, la Régie considère qu'Énergir a suffisamment exploré les améliorations potentielles du volet avant de proposer son retrait du PGEÉ.

[342] Conséquemment, la Régie approuve l'augmentation de 3 451 903 \$ à la marge du budget pour l'année 2021-2022 de 31 786 277 \$ déjà approuvé par la décision D-2019-028. Elle établit le budget global du PGEÉ à 35 238 180 \$, incluant 30 974 577 \$ en aides financières et 4 263 603 \$ en dépenses d'exploitation, aux fins de l'établissement des tarifs 2021-2022.

[343] La Régie approuve les modifications apportées aux modalités d'aides financières pour les volets « Aérotherme à condensation », « Chauffe-eau sans réservoir », « Combo efficace standard », « Combo à haute efficacité » (projet pilote) et « Nouvelle construction efficace » pour les motifs invoqués par Énergir. La Régie

¹¹⁹ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0019](#), p. 13 et 14.

¹²⁰ Pièce [B-0130](#), p. 11, Tableau 2.

¹²¹ Dossier R-4043-2018, pièce [C-Énergir-0037](#), p. 4 de l'Annexe et décision [D-2019-088](#), p. 25, par. 70.

approuve également le retrait anticipé des volets « Chauffe-eau sans réservoir » et « Combo efficace standard » selon l'échéancier proposé par Énergir.

[344] La Régie prend acte de l'intention d'Énergir de proposer un ajustement aux aides financières du volet « Combo à haute efficacité » (projet pilote) dans le dossier tarifaire 2023-2024.

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

15.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR POUR LE CASEP

[345] Le CASEP est un programme qui vise le déplacement des énergies plus polluantes pour réduire les émissions de GES, en remplaçant des appareils au mazout par des appareils qui fonctionnent entièrement ou partiellement au gaz naturel.

[346] Pour l'année tarifaire 2021-2022, Énergir demande à la Régie d'approuver l'inclusion d'un montant de 1 000 000 \$ à son coût de service qui sera versé au CASEP afin de maintenir son solde positif. En tenant compte du solde prévu au 30 septembre 2021, la reconduction demandée porte le montant disponible à 2 425 416 \$ pour l'année 2021-2022.

[347] Énergir prévoit verser, pour l'année 2021-2022, un total de 716 797 \$. Les versements prévus représentent l'addition de nouveaux projets de conversion pour 336 clients, soit un volume de gaz naturel de 1 551 695 m³. Ce volume équivaut à 1 623 772 litres de mazout n^o2, ce qui permet de déplacer 1 509 tonnes éq. CO₂¹²².

[348] Énergir précise que la reconduction du montant de 1 000 000 \$ est justifiée parce que le marché de la conversion du mazout vers le gaz naturel pourrait connaître un essor important dès 2021-2022 en lien avec le Projet de règlement sur les appareils de chauffage au mazout¹²³ (Projet de règlement). Le Projet de règlement propose d'interdire la réparation

¹²² Pièce [B-0015](#), p. 5.

¹²³ [Projet de règlement sur les appareils de chauffage au mazout.](#)

et le remplacement d'appareils fonctionnant au mazout dans certains bâtiments résidentiels existants à compter du 31 décembre 2023.

[349] Par ailleurs, advenant que les conversions vers la biénergie électricité/gaz naturel continueraient d'être permises dans la version finale du règlement qui sera adopté, Énergir considère que le positionnement du CASEP pourrait même être renforcé. Elle est d'avis qu'il est préférable d'attendre le règlement final avant de débattre de la pertinence du CASEP ou de procéder à sa revue, le cas échéant¹²⁴.

15.2 POSITION DES INTERVENANTS ET COMMENTAIRES DU ROEÉ

[350] Le GRAME est d'avis que le Projet de règlement démontre la volonté du gouvernement de restreindre, dans les bâtiments résidentiels existants, l'utilisation d'appareils de chauffage fonctionnant en tout ou en partie au moyen d'un combustible fossile, incluant le gaz naturel. Le CASEP n'aurait donc plus sa raison d'être après l'adoption du Projet de règlement.

[351] En attendant l'adoption du Projet de règlement, l'intervenant soumet qu'il n'est pas nécessaire de subventionner toutes les conversions à venir considérant que des interdictions éventuelles sont annoncées. Le solde prévu au 30 septembre 2021 est suffisant pour couvrir les versements prévus de 716 797 \$ pour l'année 2021-2022. Conséquemment, il recommande de ne pas approuver la demande d'ajouter 1 000 000 \$ au solde du CASEP.

[352] Le GRAME recommande également de revoir les besoins financiers et la pertinence de conserver le CASEP à la suite de l'adoption du Projet de règlement dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

[353] Le ROEÉ considère qu'il est injustifié et qu'il serait contraire à l'intention du législateur de reconduire la somme de 1 000 000 \$ au CASEP en 2021-2022. De plus, il considère que la Régie devrait mettre fin au CASEP, ce dernier n'ayant plus sa raison d'être considérant la transition énergétique en cours.

¹²⁴ Pièces [B-0133](#), p. 22, R10.1. et [A-0025](#), p. 73, lignes 9 à 23.

[354] SÉ-AQLPA recommande d'approuver le budget prévu de 1 000 000 \$ en raison de la contribution du CASEP à la transition énergétique du Québec.

[355] OC est d'avis que des ménages à revenus modestes ne disposent d'aucune marge de manœuvre pour atténuer les effets de la hausse des tarifs proposés pour l'année 2021-2022. Elle propose d'élargir l'admissibilité aux programmes visant le soutien aux ménages à faibles revenus (MFR) aux ménages dont les revenus sont modestes, notamment dans le cadre du CASS et des programmes en efficacité énergétique¹²⁵.

15.2.1 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR SUR LA RECOMMANDATION D'OC

[356] Énergir indique qu'elle ne prévoit pas mettre en place de mesures particulières pour aider les ménages à faible revenu dans le contexte de la hausse tarifaire proposée en 2021-2022 puisqu'existe déjà le CASS. Cependant, elle accueille la recommandation d'OC d'examiner la possibilité d'élargir l'admissibilité au CASS à un bassin plus large de sa clientèle afin d'inclure les ménages à revenus modestes. Énergir propose d'en discuter dans le cadre du PCR.

15.3 OPINION DE LA RÉGIE

[357] La Régie juge que le CASEP devrait être réexaminé à la suite de l'entrée en vigueur du Projet de règlement sur les appareils de chauffage au mazout ainsi qu'en lien avec le *Plan de mise en œuvre 2021-2026*¹²⁶ du PEV.

[358] La Régie considère qu'il est toutefois opportun de permettre à Énergir de réserver des montants au-delà de l'utilisation prévue pour l'année 2021-2022 afin de ne pas limiter le potentiel de réduction des GES de court terme provenant des conversions permises d'ici l'interdiction à compter du 31 décembre 2023.

[359] La Régie approuve l'inclusion d'un montant de 1 000 000 \$ pour le CASEP dans le coût de service de l'année tarifaire 2021-2022.

¹²⁵ Pièce [C-OC-0012](#), p. 18 et 19.

¹²⁶ [Plan de mise en œuvre 2021-2026 du Plan pour une économie verte 2030](#), p. 15 et 16.

[360] **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 gouvernement. Le cas échéant, la Régie demande à Énergir de présenter de nouvelles modalités du CASEP qui ne concurrenceront pas les objectifs du PEV appuyant la conversion du mazout vers l'électricité ou d'autres énergies renouvelables.**

[361] **Concernant le CASS, la Régie prend acte de l'intention d'Énergir d'inclure l'élargissement de l'admissibilité au CASS comme sujet de discussion dans le cadre d'une rencontre PCR. La Régie demande à Énergir d'inclure le volet « Soutien au MFR » du PGEÉ à la discussion considérant que les seuils d'admissibilité avaient été arrimés dans le dossier tarifaire 2020-2021¹²⁷.**

[362] **La Régie demande à Énergir de présenter un suivi de l'élargissement des critères d'admissibilité aux ménages à revenus modestes pour les programmes CASS et « Soutien au MFR » du PGEÉ dans le dossier tarifaire 2022-2023.**

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

16.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[363] Énergir dépose les indices de qualité de service et le mode de calcul des pourcentages de réalisation des indices¹²⁸, ainsi que sa planification annuelle de réalisation du programme d'entretien préventif.

[364] En suivi de la décision D-2019-141¹²⁹, le Distributeur demande à la Régie d'approuver les modifications à l'indice de qualité de service relatif à la réduction des GES présentées à la pièce B-0082 et portant sur trois ans soit les années tarifaires 2021-2022 à

¹²⁷ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-158](#), p. 24, par. 80.

¹²⁸ Pièce [B-0080](#).

¹²⁹ Dossier R-4076-2018, décision [D-2019-141](#), p. 131, par. 563 et 564.

2023-2024¹³⁰. Énergir soumettra une nouvelle proposition dans le cadre du dossier tarifaire 2024-2025.

[365] Le Distributeur rappelle qu'au dossier tarifaire 2019-2020, il avait démontré qu'il était très difficile de cibler les réductions des émissions de GES par des programmes et des projets internes et que les projets additionnels de réductions internes devenaient de plus en plus complexes et coûteux à réaliser et les réductions plus difficiles à obtenir. À cet effet, Énergir présente l'historique de l'indice depuis 2015. Elle souligne que toutes les réductions de GES générées par Énergir depuis 2015 concernent des projets de remplacement de chaudières¹³¹.

[366] Énergir affirme qu'elle tient à contribuer à la décarbonation du Québec et qu'elle vise à réduire, notamment dans le cadre de ses activités de distribution au Québec, ses émissions directes de GES selon la cible 2030 du gouvernement du Québec, soit une réduction de 37,5 % par rapport aux niveaux de 1990.

[367] Afin d'atteindre cette cible de réduction, les principales mesures visées sont la réalisation de projets de réduction des émissions de GES selon les activités de l'entreprise ainsi que celles situées en amont et en aval de l'entreprise. Elle prévoit également l'utilisation d'une quantité des volumes de GNR disponible pour décarboner une partie de ses opérations. Lors de l'audience, Énergir donne des exemples de projets de réduction des émissions de GES : remplacement de chaudières, amélioration de l'efficacité énergétique de bâtiments et remplacement de véhicules¹³².

[368] Énergir précise toutefois que la quantité de GNR disponible demeure limitée d'ici 2024. De plus, plusieurs projets internes n'ont pas encore débuté, n'ont pas été autorisés ou ne peuvent être déployés rapidement en raison des incertitudes techniques, économiques ou opérationnelles spécifiques à chacun des projets.

[369] Au présent dossier, Énergir propose un indice de réduction et un pourcentage de réalisation découlant de ses activités sur trois ans qui tiennent compte de la réalisation possible de projets internes et de la disponibilité accrue du GNR à partir de 2024. Le tableau

¹³⁰ Pièce [B-0082](#).

¹³¹ Pièce [B-0082](#), p. 4.

¹³² Pièce [A-0028](#), p. 29.

ci-dessous présente les réductions des émissions de GES et les pourcentages de réalisation de l'indice. Énergir précise que les résultats intermédiaires seront interpolés.

TABLEAU 20
CIBLES DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES ET
POURCENTAGE DE RÉALISATION DE L'INDICE

Année tarifaire	Cibles de réduction de GES	Pourcentage de réalisation de l'indice
2021-2022	≥ 250 tonnes éq. CO ₂	100 %
2022-2023 et 2023-2024	≥ 500 tonnes éq. CO ₂	100 %
2021-2022 à 2023-2024	0 tonne éq. de CO ₂	0 %

Source : Énergir, pièce [B-0082](#), p. 6.

[370] Questionnée en audience par la Régie en ce qui concerne le réalisme des cibles de réductions pour les trois prochaines années¹³³, Énergir explique que depuis 2018, seuls des projets de chaudières ont été présentés. La mise en place du comité de stratégie sur la réduction des GES a permis d'augmenter la visibilité des projets de réduction de GES. Ainsi, en plus des projets de remplacement de chaudières, d'autres projets seront ajoutés à la liste.

[371] Pour les premières années, le nombre de projets peut paraître limité. Toutefois, considérant les avancées technologiques, Énergir entrevoit plusieurs projets à fort potentiel permettant d'atteindre les objectifs de 2030.

[372] Advenant que les réductions découlant de projets internes dépassent la cible annuelle, Énergir propose que les surplus soient cumulés et utilisés les années subséquentes pour l'atteinte de l'indice. Les réductions considérées pour une année résultent de projets implantés au moins 12 mois avant le début de l'année tarifaire et au plus tard à la fin de l'année tarifaire. Les réductions des émissions réalisées par des projets internes ou par l'achat de GNR seront quantifiées et validées par les ressources internes sur la base des méthodologies et de méthodes de calcul ainsi que de normes ISO reconnues.

[373] Par ailleurs, en ce qui concerne le suivi de l'atteinte des cibles de réduction de GES, Énergir propose de faire état des réductions des émissions de GES dans le cadre du rapport

¹³³ Pièce [A-0028](#), p. 58 à 60.

annuel, comme c'est le cas présentement. De plus, si la Régie le demande, les coûts à la tonne des réductions de GES seraient une information intéressante à inclure¹³⁴.

16.2 POSITION DES INTERVENANTS

FCEI

[374] La FCEI retient de la proposition du Distributeur qu'il entend combler l'écart entre l'objectif poursuivi et la réduction obtenue par des mesures internes, par des achats de GNR plutôt que l'achat de crédits compensatoires. L'intervenante s'oppose à cette modification considérant que l'achat de GNR coûterait environ dix fois plus cher que l'achat de crédits compensatoires. La FCEI soumet qu'il n'y a aucune raison valable de ne pas recourir à l'option la plus économique pour atteindre les cibles de l'indicateur de réduction des émissions de GES.

[375] Selon la FCEI, les crédits compensatoires constituent de vraies réductions qui contribuent aussi bien à la réduction des GES comparativement au remplacement d'un équipement ou la modification d'une façon de faire.

[376] En conséquence, la FCEI demande qu'Énergir ait recours aux achats de crédits compensatoires ou à d'autres moyens plus économiques pour atteindre ses objectifs de réductions de GES qu'elle n'aurait pu atteindre par des mesures de réductions¹³⁵.

GRAMÉ

[377] Considérant l'impact sur le partage des trop-perçus d'un indicateur de réduction des GES qui serait atteint à 100 %, conditionnellement à la disponibilité du GNR, le GRAMÉ est d'avis que l'indicateur doit retenir des objectifs de réduction de GES en lien direct avec les activités, ou encore, les décisions prises par Énergir.

¹³⁴ Pièce [A-0028](#), p. 63.

¹³⁵ Pièce [C-FCEI-0015](#), p. 6.

[378] En raison du fait qu'Énergir n'a pas terminé sa réflexion quant aux projets de réductions des émissions, le GRAME soumet qu'il serait prématuré pour la Régie d'approuver pour trois ans les modifications proposées par Énergir.

[379] En conséquence, le GRAME recommande à la Régie d'accepter la proposition d'Énergir uniquement pour 2021-2022 dans l'attente de l'élaboration d'une planification quant aux projets de réduction potentiels, sous réserve de¹³⁶ :

- rétablir la cible de réduction à 350 tonnes équivalentes de CO₂ pour 2021-2022, considérant la possibilité de compensation;
- revenir à l'achat de crédits compensatoires au lieu de GNR afin de réduire les coûts pour la clientèle.

[380] Le GRAME demande qu'Énergir dépose, lors du prochain dossier tarifaire, une liste de projets précis devant servir à atteindre les objectifs de l'indicateur de réduction de GES pour les années 2022-2023 et 2023-2024 afin de déterminer la cible à choisir en fonction de la mise en place de projets.

[381] Pour le GRAME, il n'est ni nécessaire, ni utile pour les fins de l'indicateur de performance de combler les déficits de réductions par l'achat de GNR, car l'indicateur perd alors sa valeur probante dans le cadre d'un partage de trop-perçus.

[382] À cet égard, le GRAME partage le commentaire du ROEE à l'effet qu'une portion de GNR doit obligatoirement être livrée en vertu du Règlement GNR¹³⁷ et, en conséquence, il n'y aurait pas d'avantage environnemental additionnel à ce que le GNR disponible soit acquis par Énergir directement. Le GRAME appuie également la position de SÉ-AQLPA selon laquelle les achats admissibles de GNR réalisés par Énergir devraient survenir en sus de la demande des clients volontaires et non en remplacement de cette demande.

¹³⁶ Pièce [C-GRAME-0017](#), p. 9.

¹³⁷ *Supra note 43.*

SÉ-AQLPA

[383] Sé-AQLPA souligne l'orientation d'Énergir de favoriser les réductions d'émissions de GES plutôt que d'avoir recours à des crédits compensatoires¹³⁸.

[384] L'intervenant recommande toutefois à la Régie de spécifier que les réductions d'émissions de GES réalisées par Énergir ne seraient admissibles que si elles respectent le critère d'additionnalité. Conséquemment, les émissions prises en compte aux fins de l'indice de qualité de service iraient au-delà de ce qui est déjà requis par loi ou règlement et au-delà de ce qui se réaliserait sans avoir un nouveau projet de réduction de GES.

[385] Sé-AQLPA recommande de plus que les achats admissibles de GNR par Énergir soient uniquement ceux réalisés en sus de la demande des clients volontaires et non en remplacement de la desserte de cette demande. En conséquence, Énergir ne devrait donc pas s'auto-qualifier de client volontaire en compétition avec les autres.

[386] L'intervenante recommande aussi de maintenir de façon transitoire, aux fins de l'indice de performance GES pour l'année 2021-2022, la cible de 350 tonnes équivalentes de CO₂ dont :

- 250 tonnes équivalentes de CO₂ tel que proposé par Énergir;
- 100 tonnes équivalentes de CO₂ qui pourraient provenir de toute source y compris de l'achat de crédits compensatoires par Énergir comme antérieurement.

[387] Sé-AQLPA avance que l'indice de qualité relatif aux émissions de GES est différent des autres puisqu'il sert à mesurer la progression d'une modification qu'Énergir envisage à juste titre d'ici 2030 aux caractéristiques environnementales du service qu'elle offre.

[388] L'intervenant soumet que, par définition, le nouvel indice de GES qu'Énergir propose n'est pas un indice de maintien de ce qui existe déjà. Selon lui, on ne peut appliquer à cet indice des décisions antérieures de la Régie qui s'appliquent aux autres indices qui eux visent à maintenir la qualité de ce qui existe déjà. Pour Sé-AQLPA, la Régie est donc appelée ici à se prononcer non pas sur le maintien d'une situation déjà existante chez Énergir mais, plutôt, de déterminer quel est le changement ou l'amélioration à la situation existante qu'il importe de mesurer aux fins de cet indice.

¹³⁸ Pièce : [C-SÉ-AQLPA-0018](#), p. 14.

[389] SÉ-AQLPA est d'avis qu'une réduction des émissions de GES qui incorporerait la conformité à ce que des lois ou règlements exigeraient déjà (ou les réductions qui se réaliseraient déjà de façon tendancielle) serait inappropriée. Selon lui, toute la conception actuelle des « réductions » d'émissions de GES, comme des « réductions » de consommation énergétique, comme des crédits compensatoires, repose sur la notion d'additionnalité¹³⁹.

Commentaires du ROÉÉ

[390] Le ROÉÉ souligne que le GNR est au cœur de la proposition de diminution des émissions de GES d'Énergir. Considérant que les cibles d'injection de GNR dans le réseau de distribution sont établies par le gouvernement, le ROÉÉ ne voit pas en quoi la proposition actuelle constitue un incitatif ou une amélioration des pratiques d'un distributeur monopolistique. Le ROÉÉ recommande à la Régie de ne pas accepter cet indicateur¹⁴⁰.

16.3 CONTRE-PREUVE D'ÉNERGIR

[391] Suite aux éléments soulevés par le GRAME et SÉ-AQLPA en cours d'audience, Énergir présente une contre-preuve¹⁴¹.

[392] Le Distributeur rappelle tout d'abord qu'il veut contribuer à la décarbonation du Québec et qu'il s'est doté d'indicateurs pour ses clients ainsi que pour ses propres activités et les installations directement sous son contrôle. À titre d'engagement volontaire, Énergir s'est donné comme objectif de réduire de 37,5 % ses émissions de GES dans ses installations, ses réseaux et ses équipements d'ici 2030. En conséquence, il inclut dans sa proposition un objectif pour les trois premières années, aux termes desquelles il y aura un bilan, éventuellement des ajustements et de nouveaux objectifs par la suite.

[393] Énergir indique que des mesures permettant de réduire les émissions de GES sont disponibles pour elle-même et ses clients. Il est possible de réaliser des activités visant à augmenter l'efficacité énergétique ou de remplacer des chaudières. L'utilisation du GNR

¹³⁹ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0019](#), p. 27.

¹⁴⁰ Pièce [D-0001](#), p. 4.

¹⁴¹ Pièce [A-0030](#), p. 87.

est une mesure disponible afin de réduire les émissions de GES. Pour l'achat de GNR, le Distributeur s'inscrira sur les listes d'attente et en fonction des possibilités, décidera d'acheter ou non du GNR. L'indicateur proposé a été conçu dans l'optique de pouvoir acheter du GNR si nécessaire.

[394] Énergir mentionne que les recommandations de SÉ-AQLPA portant sur le critère d'additionnalité aux fins de comptabiliser les réductions de GES et l'approche proposée relativement à l'utilisation du GNR soulèvent des problèmes. Ce critère d'additionnalité, aussi appelé « critère des économies tendanciennes », réfère à un projet dont les économies dépassent les économies ou réductions d'émissions au-delà des pratiques courantes.

[395] À son avis, l'application de ce critère d'additionnalité dénaturerait l'indicateur proposé et la forcerait à revoir ses cibles de réductions annuelles. Énergir précise que la majorité des projets de remplacement de chaudières, d'amélioration de bâtiments et de remplacement de véhicules ne seraient pas admissibles. Énergir serait privée des deux-tiers des réductions de GES. Dans le cadre de l'indicateur proposé, Énergir prévoit tenir compte de l'ensemble des réductions, pas seulement la portion qui excède les économies tendanciennes¹⁴².

[396] Pour Énergir, la recommandation de SÉ-AQLPA portant sur l'utilisation du GNR, soulève un enjeu d'équité et une question pratique. Le Distributeur explique qu'il ne désire pas être traité différent des autres citoyens corporatifs. Le GNR est une solution disponible et il serait inéquitable qu'Énergir ne puisse y recourir en comparaison aux autres entreprises qui pourront acheter du GNR et qui seront en mesure d'atteindre leurs cibles de réduction de GES. Énergir serait dans la situation où elle n'a pas réussi à atteindre ses cibles de réduction car elle n'a pas pu acheter de GNR.

[397] Concernant la proposition de SÉ-AQLPA d'utiliser du GNR en fin d'année s'il y a des surplus, Énergir explique qu'il faut avoir le temps pour l'acheter et les infrastructures ou les équipements pour le consommer avant la fin de l'année. Énergir soumet qu'il n'est pas possible d'attendre au 30 septembre pour consommer 50 000 m³ ou 100 000 m³ de GNR.

[398] Énergir explique que le volume de GNR conduisant à des réductions d'émissions de GES de 1 250 tonnes équivalentes de CO₂ représente 675 000 m³. Ce volume correspond à

¹⁴² Pièce [A-0030](#), p. 108, 119 et 126.

moins de 0,5 % du GNR disponible, ce qui laisse 99,5 % du GNR disponible pour tous les autres clients. Par ailleurs, Énergir estime que le surcoût associé à l'achat de 675 000 m³ de GNR est de l'ordre de 275 000 \$. Le Distributeur indique qu'il n'a pas encore fait l'évaluation précise du coût par tonne de réduction de chacun de ses projets et comparé ces coûts aux coûts d'achat par tonne du GNR ou de crédits compensatoires¹⁴³.

16.4 OPINION DE LA RÉGIE

[399] La Régie tient à souligner les actions du Distributeur visant la décarbonation de ses activités de distribution. Il a démontré de façon satisfaisante qu'il s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 37,5 % par rapport aux niveaux de 1990 et a mis en place les moyens afin d'y parvenir.

[400] Bien que la Régie considère important de maintenir un incitatif lié à la réduction des émissions de GES du Distributeur, les enjeux mis en évidence pour cet indice soulèvent des questionnements quant à la pertinence de son inclusion comme indicateur annuel de maintien de la qualité du service.

[401] La Régie est d'avis que l'inclusion d'un indicateur de réduction des émissions de GES aux indices de maintien de la qualité du service permettant d'avoir accès aux trop-perçus en distribution n'est pas un moyen approprié pour soutenir les efforts d'Énergir de participer à la décarbonation du Québec.

[402] À l'instar de ce qu'elle avait énoncé dans la décision D-2019-141¹⁴⁴, la Régie réitère qu'il est essentiel de maintenir un suivi spécifique périodique pour la réduction des émissions de GES. À cet égard, la Régie souhaite plutôt connaître, dans le cadre des dossiers tarifaires, les projets de réduction des émissions de GES à venir pour les trois prochaines années de même que l'utilisation du GNR pour les opérations du Distributeur. Elle souhaite également connaître l'impact de ces projets et de l'utilisation du GNR sur le revenu requis et les ressources impliquées.

[403] Conséquemment, considérant la pondération des indices de maintien de la qualité du service, la Régie détermine que l'année 2021-2022 sera la dernière année

¹⁴³ Pièce [A-0030](#), p. 103 et 148.

¹⁴⁴ Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 130, par. 557.

d'application d'un indice de maintien de la qualité du service pour la réduction des émissions de GES. À cette fin, la Régie retient la proposition d'Énergir pour l'année 2021-2022 et lui demande de revoir la pondération des autres indices de maintien de la qualité du service dans le prochain dossier tarifaire.

[404] À compter de l'année 2022-2023, la Régie demande à Énergir de déposer un suivi distinct en matière de réduction des émissions de GES dans le cadre des dossiers tarifaires et rapports annuels, en incluant les ressources impliquées dans ces activités et les résultats qui seront atteints, afin d'encourager ses initiatives et d'évaluer les actions entreprises en vue de réduire les émissions de GES.

[405] À cette fin, la Régie considère pertinente la question soulevée par la FCEI en ce qui concerne le différentiel de coût de l'usage du GNR en comparaison aux crédits compensatoires afin de réduire les émissions de GES.

[406] La Régie note que le Distributeur présente déjà de l'information permettant une reddition de comptes concernant les réductions des émissions de GES et que celui-ci serait disposé à présenter davantage d'information.

[407] À compter du prochain dossier tarifaire, la Régie demande à Énergir 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.

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

17. FONCTIONNALISATION ET TARIFICATION DES COÛTS SUPPLÉMENTAIRES DU SPEDE AUX VOLUMES DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE

17.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[409] Le Distributeur indique avoir déposé, dans le cadre de l'étape C du dossier R-4008-2017, une proposition finale pour la fonctionnalisation et la tarification des coûts supplémentaires du SPEDE découlant de la modification au *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* (RDOCÉCA).

[410] Dans l'attente qu'une décision soit rendue dans le cadre de cette étape du dossier R-4008-2017, Énergir propose de maintenir la méthode de fonctionnalisation et la tarification telles qu'elles existent actuellement, de la même manière qu'elles avaient été appliquées au dossier tarifaire 2020-2021¹⁴⁵.

17.2 OPINION DE LA RÉGIE

[411] **Considérant que l'examen de l'étape C dans le dossier R-4008-2017 est en cours d'examen, la Régie approuve, pour application temporaire, le maintien de la fonctionnalisation et la tarification des coûts supplémentaires du SPEDE découlant de la modification au RDOCÉCA au service du SPEDE, en maintenant l'exemption pour les volumes de GNR, tel que demandé par le Distributeur.**

¹⁴⁵ Dossier R-4119-2020, décision [D-2020-145](#), p. 104, par. 423.

18. STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES 2021-2022

18.1 TARIFS DE DISTRIBUTION

[412] Dans la mesure où les travaux sur la vision tarifaire sont en cours dans le dossier R-3867-2013, Énergir propose, conformément à la décision D-2019-141¹⁴⁶, de maintenir la même approche pour l'établissement des tarifs 2021-2022 du service de distribution que celle approuvée par la Régie dans sa décision D-2013-106.

[413] Pour le tarif général D₁, les deux conditions suivantes ont donc été respectées :

- application d'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;
- maintien du ratio actuel entre les composantes fixes et variables du tarif de distribution D₁.

[414] 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.

[415] En ce qui concerne le tarif interruptible D₅, une variation uniforme de 16,7 % est appliquée dans un premier temps à tous les paliers du tarif. Par la suite, un ajustement uniforme de la grille du service D₅ est habituellement 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 et n'a 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.

[416] Dans la pièce B-0087¹⁴⁷ portant sur la répartition tarifaire 2021-2022, Énergir présente une variation globale de 16,7 %, telle qu'établie initialement pour les services D₁,

¹⁴⁶ Dossier R-4076-2018 Phase 2, décision [D-2019-141](#), p. 150.

¹⁴⁷ Pièce [B-0087](#).

D3, D4 et D5. Pour y arriver, les frais de base et les taux unitaires aux volumes retirés sont modifiés de façon à conserver le ratio fixe/variable obtenu à l'aide des tarifs actuels.

18.2 TARIF DE TRANSPORT

[417] Énergir présente les prix de transport à la pièce B-0085¹⁴⁸. Les coûts totaux de transport prévus pour l'année tarifaire 2021-2022 s'élèvent à 187,1 M\$. Ces coûts sont réduits des revenus d'obligation minimale annuelle de 0,7 M\$, des revenus d'ajustement d'inventaire de transport (portion variation de prix) de -0,3 M\$ ainsi que des revenus de transport du gaz d'appoint de 0,8 M\$. Les coûts de transport à récupérer via le tarif de transport s'élèvent donc à 186,0 M\$.

[418] Le Distributeur explique que, tel que présenté dans le plan d'approvisionnement¹⁴⁹, de nouveaux tarifs de TCPL sont pris en compte à partir du 1^{er} janvier 2022. Ainsi, les taux présentés à la pièce B-0085¹⁵⁰ résultent de la somme des tarifs d'Enbridge et de la moyenne des tarifs de TCPL au 1^{er} janvier 2021 et au 1^{er} janvier 2022, pondérée par les volumes projetés respectivement sur les périodes du 1^{er} octobre au 31 décembre 2021 et du 1^{er} janvier au 30 septembre 2022. Énergir présente également les tarifs de transport pour l'année 2021-2022¹⁵¹.

18.3 TARIF D'ÉQUILIBRAGE

[419] Les coûts totaux associés à l'équilibrage prévus pour l'année tarifaire 2021-2022 sont de 139,64 M\$, soit un montant de 71,8 M\$ pour la pointe et 67,8 M\$ pour l'espace. Les prix du service d'équilibrage pour 2021-2022 sont présentés et expliqués aux pièces B-0083 et B-0086, respectivement¹⁵².

[420] Pour éviter l'accroissement des crédits octroyés, et dans la mesure où certains aspects du tarif d'équilibrage sont examinés dans le cadre du dossier R-3867-2013, le

¹⁴⁸ Pièce : [B-0085](#).

¹⁴⁹ Pièce : [B-0126](#), Annexe 7, p. 2.

¹⁵⁰ Pièce : [B-0085](#), lignes 7 à 10.

¹⁵¹ Pièce : [B-0083](#), Tableau 1, p. 5.

¹⁵² Pièces [B-0083](#), p. 6 et suivantes et [B-0086](#).

Distributeur propose de maintenir temporairement les prix minimal et maximal d'équilibrage approuvés par la décision D-2013-115¹⁵³, soit -1,561 ¢/m³ et 7,638 ¢/m³ respectivement.

18.4 GRILLES TARIFAIRES

[421] Les résultats des modifications sur les grilles tarifaires sont présentés à la pièce B-0088 et leurs effets sur les revenus sont présentés à la pièce B-0089. Les revenus proposés après modifications totalisent 999,1 M\$, tels qu'établis initialement dans la demande réamendée¹⁵⁴.

18.5 OPINION DE LA RÉGIE

[422] La Régie approuve les taux du tarif de transport ainsi que les prix d'équilibrage tels que proposés par Énergir pour l'année 2021-2022.

[423] Pour le motif invoqué par Énergir, la Régie maintient l'approche approuvée dans sa décision D-2013-106 pour l'établissement des tarifs 2021-2022 du service de distribution.

[424] Considérant les dispositions de la section 4.2.4 de la présente décision, la Régie estime l'ajustement tarifaire du service de distribution pour l'année 2021-2022 à 13,6 %.

[425] La Régie demande à Énergir de déposer une mise à jour des grilles tarifaires en fonction des dispositions de la présente décision au plus tard le 18 novembre 2021, à 12 h.

¹⁵³ Dossier R-3809-2012 Phase 2, décision [D-2013-115](#), p. 7, par. 14.

¹⁵⁴ Pièces [B-0088](#), [B-0089](#) et [B-0022](#), p. 11.

19. TARIF DE RÉCEPTION

[426] Au présent dossier, Énergir prévoit qu'au courant de l'année 2021-2022, six producteurs potentiels de GNR commenceront à injecter dans le réseau de distribution, dont Warwick¹⁵⁵. De plus, la Ville de Saint-Hyacinthe poursuivra son injection (collectivement les Producteurs).

[427] Pour l'année 2021-2022, le coût prévu du service de réception appliqué en diminution des revenus en distribution dans les grilles tarifaires s'élevait initialement à 2 079 k\$. Ce coût est révisé à 1 951 k\$ afin de considérer les coûts réels associés au point de réception Warwick¹⁵⁶.

[428] En vertu de l'approche autorisée par la Régie dans sa décision D-2018-011¹⁵⁷, Énergir veillera à effectuer la mise à jour nécessaire des autres données touchées par ce changement tarifaire lorsque la Régie aura rendu sa décision sur le fond.

[429] Le Distributeur présente également, en suivi des décisions D-2019-141 et D-2020-069, les coûts de catégorie A et la base de tarification mensuelle pour les Producteurs¹⁵⁸, la carte des zones de consommation, 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 2021-2022¹⁵⁹.

19.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

19.1.1 POINT DE RÉCEPTION SAINT-HYACINTHE

[430] Les taux au point de réception Saint-Hyacinthe proposés par Énergir sont présentés au tableau suivant.

¹⁵⁵ Dans sa décision [D-2021-120](#), p. 6, la Régie approuve les taux finaux du tarif de réception relatifs au point de réception Warwick pour l'année 2020-2021.

¹⁵⁶ Pièce [B-0117](#), p. 6.

¹⁵⁷ Dossier R-4018-2017 Phase 1, décision [D-2018-011](#), p. 8, par. 27.

¹⁵⁸ Pièce [B-0117](#), p. 5 et 6.

¹⁵⁹ Pièce [B-0083](#), Annexe 1.

TABLEAU 21
Taux au point de réception de Saint-Hyacinthe 2021-2022

Portion fixe Taux unitaire	CMC	Coûts	Tarif
	<i>10³m³</i>	\$	<i>¢/m³/jour</i>
Volet Investissements	64	120 886	0,517
Volet Distribution	64	92 204	0,395
Portion variable Taux unitaire	Volumes	Coûts	Tarif
	<i>10³m³</i>	\$	<i>¢/m³</i>
Au volume injecté	5 000	6 870	0,137
Volumes livrés en territoire	-	-	-
Volumes livrés hors territoire	-	-	0,700

Source : tableau établi à partir des pièces [B-0117](#), p. 1. Énergir ne prévoit pas livrer de GNR en dehors des zones de consommation, ni hors-franchise en 2021-2022.

19.1.2 POINT DE RÉCEPTION WARWICK

[431] Les taux au point de réception proposés par Énergir pour Warwick sont présentés au tableau suivant.

TABLEAU 22
Taux au point de réception Warwick 2020-2021 et 2021-2022

Portion fixe Taux unitaire	2020-2021 (100 jours)			2021-2022		
	CMC	Coûts	Tarif	CMC	Coûts	Tarif
	<i>10³m³</i>	\$	<i>¢/m³/jour</i>	<i>10³m³</i>	\$	<i>¢/m³/jour</i>
Volet Investissements	13	18 076	1,433	13	-	-
Volet Distribution	13	11 988	0,951	13	43 758	0,951
Portion variable Taux unitaire	Volumes	Coûts	Tarif	Volumes	Coûts	Tarif
	<i>10³m³</i>	\$	<i>¢/m³</i>	<i>10³m³</i>	\$	<i>¢/m³</i>
Au volume injecté	626	659	0,105	2 300	3 160	0,137
Volumes livrés en territoire	0,000	-	0,000	0,000	-	-
Volumes livrés hors territoire	0,000	-	0,700	0,000	-	0,700

Source : tableau établi à partir des pièces [B-0117](#), p. 3 et [B-0157](#), p. 1. Énergir ne prévoit pas livrer de GNR en dehors des zones de consommation, ni hors-franchise en 2021-2022. CMC : capacité maximale contractuelle.

[432] Dans le but de réduire le taux unitaire pour le volet investissements à 0,000 ¢/m³ à partir du 1^{er} octobre 2021, Énergir indique avoir convenu d'une entente avec Warwick qui

confirme le paiement, préalablement à la mise en service, d'une contribution correspondant à une portion de l'investissement total de 1,1 M\$. Une deuxième contribution, correspondant à la valeur nette comptable résiduelle de l'investissement au moment du second versement, sera payée le 30 septembre 2021¹⁶⁰.

19.2 OPINION DE LA RÉGIE

[433] La Régie juge que la méthodologie utilisée par Énergir pour calculer les taux aux points de réception de Saint-Hyacinthe et de Warwick est conforme à la décision D-2011-108. En conséquence, **elle approuve les taux proposés du tarif de réception de Saint-Hyacinthe et de Warwick pour l'année tarifaire 2021-2022.**

[434] De plus, la Régie prend acte des informations déposées en suivi de sa décision D-2020-145 (listées au paragraphe 478 de la présente décision) et s'en déclare satisfaite. Elle réitère sa demande à Énergir de les déposer lors des prochains dossiers tarifaires.

20. MODIFICATIONS AU TEXTE DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

20.1 CHAPITRE 7. PAIEMENT

20.1.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[435] Énergir indique qu'en vertu des CST en vigueur, au moment du renouvellement du mode de paiements égaux, tout solde créditeur inférieur ou égal à la nouvelle mensualité est reporté à la facture suivante et, lorsque le solde créditeur est supérieur à la nouvelle mensualité, le montant est remboursé par chèque.

¹⁶⁰ Pièce [B-0114](#).

[436] Énergir propose de modifier l'article 7.2.3 des CST pour lui permettre de rembourser le solde créditeur directement dans le compte du client si ce dernier est inscrit au mode de paiement automatique. Elle propose ainsi de le modifier de la façon suivante :

« ...Un solde créditeur supérieur à la nouvelle mensualité sera remboursé par chèque ou par dépôt dans le compte bancaire du client »¹⁶¹. [souligné par Énergir]

20.1.2 OPINION DE LA RÉGIE

[437] La Régie est d'avis qu'un remboursement par dépôt dans le compte bancaire du client est moins coûteux que par chèque et permettrait d'en réduire l'impact environnemental. En conséquence, **elle approuve la modification à l'article 7.2.3 des CST, telle que proposée par Énergir.**

20.2 CHAPITRE 8. DÉPÔT

20.2.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[438] Les CST prévoient actuellement que dans les 30 jours de l'expiration du délai de conservation du dépôt ou du respect de la condition portant sur les informations obligatoires prévues à l'article 8.1.1.1, le Distributeur doit rembourser le montant dû au client, par chèque.

[439] Or, dans le cas où le client est inscrit au mode de paiement par prélèvement automatique, Énergir souhaite avoir la possibilité de remettre le montant dû au client par dépôt dans son compte bancaire. Elle propose ainsi de modifier l'article 8.6.2 des CST de la façon suivante :

« Dans les 30 jours de l'expiration du délai de conservation du dépôt ou du respect de la condition portant sur les informations obligatoires prévues à l'article 8.1.1.1, le distributeur doit rembourser au client, par chèque ou par dépôt dans le compte bancaire du client, la totalité de son dépôt en argent avec les intérêts produits non

¹⁶¹ Pièce [B-0093](#), p. 4.

encore crédités ou remettre au client les garanties qu'il détient. Toutefois, si le montant du chèque à émettre est inférieur à 5,00 \$, le distributeur ne l'émettra qu'à la demande du client. Si le montant du remboursement à émettre est inférieur à 5,00 \$, le distributeur procédera, à la demande du client, au remboursement par chèque ou par dépôt dans le compte bancaire du client »¹⁶². [souligné par Énergir]

[440] Énergir précise que le remboursement d'un client par dépôt dans son compte bancaire génère un coût moindre pour Énergir, soit 0,05 \$ par remboursement par rapport à 5,00 \$ pour la production et l'émission d'un chèque¹⁶³. Le remboursement par chèque entraîne également certains inconvénients, tels que la possibilité d'un retour de courrier pour un changement d'adresse du client, des délais de réception et d'encaissement, etc.

[441] Énergir indique ne pas avoir d'objection à procéder automatiquement au remboursement par dépôt dans le compte bancaire du client, si les informations bancaires de ce dernier sont disponibles¹⁶⁴. Cependant, Énergir détenant les données des comptes bancaires d'environ 19 % de sa clientèle, elle croit important de maintenir la possibilité de remboursement par chèque pour tous ses clients, afin de ne pas favoriser une partie seulement de sa clientèle.

20.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[442] Tout comme pour la modification proposée à l'article 7.2.3 des CST, la Régie considère que la remise du dépôt dans le compte bancaire du client est moins coûteuse et a un impact environnemental moindre que l'émission d'un chèque. De plus, comme l'indique Énergir dans sa preuve, le maintien d'un remboursement par chèque évite de discriminer entre la clientèle inscrite ou non au paiement par prélèvement automatique. Ainsi, **la Régie approuve la modification à l'article 8.6.2 des CST, telle que proposée par Énergir.**

¹⁶² Pièce [B-0093](#), p. 4.

¹⁶³ Pièce [B-0133](#), p. 26, R12.1.

¹⁶⁴ Pièce [B-0152](#), p. 28, R10.1.

20.3 CHAPITRE 12. TRANSPORT

20.3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[443] Le cavalier au service de transport sert à ajuster le tarif de transport payable par les clients qui utilisent du GNR produit en franchise ou qui retirent des volumes distribués par canalisation utilisée uniquement pour la distribution de biogaz. En effet, ces derniers ne sont pas facturés pour les coûts relatifs au maintien des capacités FTLH.

[444] Comme stipulé dans l'entente négociée entre TCPL et les distributeurs de l'est du Canada, une capacité minimale de 85 000 GJ/jour de transport ferme entre Empress et le territoire d'Énergir devait être maintenue jusqu'au 31 décembre 2020. Ainsi, le maintien des capacités susmentionnées n'est plus en vigueur à partir du présent dossier tarifaire. Par le fait même, le cavalier pour les clients de GNR produit sur le territoire d'Énergir et pour du biogaz en réseau dédié est dorénavant nul. Énergir propose donc le retrait des articles 12.1.2.1.2 et 12.2.2.1.2.

20.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

[445] **La Régie est d'avis qu'Énergir a démontré que les articles 12.1.2.1.2 et 12.2.2.1.2 des *Conditions de service et Tarif* n'ont plus leur raison d'être et approuve donc leur retrait.**

20.4 CHAPITRE 4. DEMANDE DE SERVICE DE GAZ NATUREL ET CONTRAT

20.4.1 DEMANDE DE L'ACIG

[446] L'ACIG rappelle que, suite à l'arrêt de toutes activités de production dites non essentielles dicté par des impératifs de santé publique découlant de la COVID-19, Énergir a concédé à ses clients des aménagements dans l'application des CST pour leurs permettre d'alléger l'impact de l'arrêt de l'économie. Toutefois, l'intervenante soumet que ces

aménagements n'ont pas été suffisants pour permettre à de nombreux clients industriels de limiter l'impact de l'arrêt forcé de leurs activités¹⁶⁵.

[447] L'intervenante souligne que, suivant l'article 4.10 des CST, seul le Distributeur est libéré de ses obligations en cas de force majeure. Elle est donc d'avis que les conditions d'application de la clause de force majeure doivent être repensées, notamment pour les clients soumis à des obligations minimales, afin de prendre en compte la survenue d'événements extrêmes, comme une pandémie.

[448] À cette fin, l'ACIG propose la création d'un groupe de travail entre Énergir et ses clients industriels pour œuvrer à la mise en place de conditions de service additionnelles, nouvelles et innovantes en cas de force majeure. Ces nouvelles conditions de service seraient soumises à l'approbation de la Régie au dossier tarifaire 2022-2023.

[449] L'intervenante est d'avis qu'un PCR, tel que proposé par Énergir, n'est pas le forum approprié pour travailler la mise en place de CST considérant le travail collaboratif nécessaire entre Énergir et ses clients industriels. À cet effet, l'ACIG fait valoir que des données confidentielles pourraient être amenées, ce qui milite en faveur d'un groupe de travail distinct. De plus, même avec une entente de confidentialité avec l'ensemble des autres intervenants, elle indique qu'un client industriel pourrait être réticent à exposer ses consommations de gaz naturel, ses objectifs ou sa production et à s'exposer à des questions non liées à la problématique visée¹⁶⁶. Toutefois, elle n'a pas d'objection à ce que les conclusions du groupe de travail soient présentées lors d'une réunion PCR avant le dépôt de la demande de modification des CST pour approbation de la Régie¹⁶⁷.

[450] L'ACIG précise qu'elle souhaite avancer le plus rapidement possible sur cette question et soumettre les solutions à l'approbation de la Régie au prochain dossier tarifaire. Elle précise que les solutions pouvant être envisagées ne seront pas de nature à faire porter l'obligation d'un industriel à l'ensemble de la clientèle et qu'elles s'appliqueraient à l'ensemble de la clientèle ayant une obligation minimale¹⁶⁸.

¹⁶⁵ Pièce [C-ACIG-0010](#), p. 14 et 17.

¹⁶⁶ Pièce [A-0028](#), p. 135 et 136.

¹⁶⁷ Pièce [C-ACIG-0012](#).

¹⁶⁸ Pièce [A-0028](#), p. 120 à 132.

20.4.2 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[451] En réponse à la préoccupation de l'ACIG, Énergir propose d'aborder le sujet lors d'une prochaine rencontre du PCR¹⁶⁹.

[452] Le Distributeur est d'avis que le PCR est un forum approprié puisqu'il est confidentiel, répondant ainsi aux préoccupations que pourrait avoir l'ACIG à ce sujet¹⁷⁰. Il juge également que le PCR est plus efficace et équitable. Il indique qu'il est aussi possible pour l'ACIG de lui faire des propositions, en marge du PCR, ce type de discussions ayant d'ailleurs parfois lieu entre elle et certains groupes de clients. Énergir précise toutefois que lorsqu'un sujet discuté a des impacts sur les CST affectant les autres clients, il est inévitablement discuté en PCR.

[453] Toutefois, bien qu'Énergir se questionne sur la nécessité d'aller jusqu'à créer un groupe de travail encadré par la Régie, elle n'y est pas complètement fermée.

20.4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[454] La Régie conçoit qu'un PCR serait effectivement peu approprié, dans le cadre de la demande formulée par l'ACIG, considérant les enjeux de temps et de confidentialité soulevés par l'intervenante. De plus, elle constate qu'Énergir n'est pas fermée à l'idée de discuter de la demande de l'intervenante dans le cadre d'un groupe de travail. En conséquence, **la Régie demande à Énergir, en réponse à la demande de l'ACIG, de créer un groupe de travail avec ses clients industriels et d'en présenter les conclusions dans le cadre d'un PCR.**

¹⁶⁹ Pièce [B-0146](#).

¹⁷⁰ Pièce [A-0032](#), p. 56 à 58.

21. DEMANDE DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

21.1 DEMANDE D'ÉNERGIR

[455] Énergir demande à la Régie d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion de certaines pièces et de certains renseignements¹⁷¹. Elle dépose, au soutien de ces demandes, des déclarations sous serment.

[456] 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 ».

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

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

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

¹⁷¹ Pièce [B-0155](#).

TABLEAU 23
LISTE DES PIÈCES ET INFORMATIONS FAISANT L'OBJET
DE DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

Pièce ou information faisant l'objet d'une demande de traitement confidentiel	Déclaration sous serment (Pièce)	Durée demandée pour le traitement confidentiel
<p><u>Annexe 3 de la pièce Énergir H, document 1</u> (Pièce B-0006 (révisée comme pièce B-0031 et B-0126), déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0005 (révisée comme pièce B-0101 et B-0127)).</p>	B-0025	Indéterminée
<p><u>Informations caviardées contenues au Tableau 8, à la section 8.1 et à l'annexe 11 de la pièce Énergir H, document 1</u> (Pièce B-0006 (révisée comme pièce B-0031 et B-0126), déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0005 (révisée comme pièce B-0101 et B-0127)).</p> <p><u>Informations caviardées et tableaux 5 à 12 de la section 2 de la pièce Énergir-H, document 2</u> (Pièce B-0008, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0007).</p> <p><u>Page 2 de la pièce Énergir H, document 4</u> (Pièce B-0011 (révisée comme pièce B-0033), déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0010 (révisée comme pièce B-0032)).</p>	B-0027	Indéterminée
<p><u>Informations caviardées de la section 6.2 de la pièce Énergir-H, document 1</u> (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0005 (révisée comme pièce B-0101 et B-0127)).</p> <p><u>Section 1 de la pièce Énergir-H, document 2, à l'exception de la 2^e colonne du Tableau 2</u> (Pièce B-0008, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0007).</p>	B-0027	10 ans

<p><u>2^e colonne du Tableau 2 de la pièce Énergir-H, document 2</u> (Pièce B-0008, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0007).</p> <p><u>Informations caviardées de la section 3 de la pièce Énergir-H, document 2</u> (Pièce B-0008, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0007).</p> <p><u>Annexes 1 et 2 de la pièce Énergir-H, Document 2</u> (Pièce B-0008, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0007).</p>	B-0027	1 an
<p><u>Informations caviardées des pièces Énergir- L, document 2 et 5</u> (Pièce B-0043 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0042) et pièce B-0047 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0046)).</p>	B-0024	Jusqu'à la finalisation des projets
<p><u>Informations caviardées de la pièce Énergir- M, document 1</u> (Pièce B-0051, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0050).</p>	B-0024	10 ans
<p><u>Informations caviardées des pièces Énergir- N, documents 6 et 7</u> (Pièce B-0066 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0065) et pièce B-0068 (déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0067)).</p>	B-0027	Durée indéterminée
<p><u>Informations caviardées et Tableau 1 de la pièce Énergir- N, document 15</u> (Pièce B-0077, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0076).</p>	B-0026	10 ans

<u>Informations caviardées de la réponse à la question 3.3 de la pièce Énergir-T, document 2</u> (Pièce B-0133 , déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0134).	B-0027	10 ans
<u>Informations caviardées contenues à la réponse à la question 9.2 de la pièce Énergir-T, Document 9</u> (Pièce B-0152 , déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0153).	B-0154	Durée indéterminée

21.2 OPINION DE LA RÉGIE

[460] **Après examen des motifs énoncés aux déclarations sous serment de la deuxième colonne du tableau 23 ci-dessus, la Régie juge que les motifs invoqués par Énergir justifient l'émission des ordonnances demandées à l'égard des pièces et des informations identifiées à la première colonne de ce même tableau.**

[461] **La Régie accueille donc les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel d'Énergir relatives à ces pièces et ces informations et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion, pour les périodes précisées à la troisième colonne du tableau 23.**

[462] **Pour l'ensemble de ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande d'Énergir;

RETIENT l'indice de maintien de la qualité du service pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre tel que proposé par Énergir pour l'année 2021-2022;

DÉTERMINE que l'année 2021-2022 sera la dernière année d'application d'un indice de maintien de la qualité du service pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre;

APPROUVE la reconduction du processus de consultation règlementaire de façon permanente;

AUTORISE de manière exceptionnelle et uniquement pour l'exercice financier 2021-2022, la réduction de la période d'amortissement de la totalité du solde résiduel du compte de frais reportés « Cotisations d'impôt » relatif à l'année 2018-2019, soit de cinq ans à un an;

AUTORISE de manière exceptionnelle et uniquement pour l'exercice financier 2021-2022, la prolongation de la période d'amortissement du compte de frais reportés « Trop-perçus et manques à gagner en transport » relatif à l'année 2019-2020, soit d'un an à trois ans;

AUTORISE de manière exceptionnelle et uniquement pour l'exercice financier 2021-2022, la suspension de la période d'amortissement du compte de frais reportés « Avantages sociaux futurs écarts de prévision » relatif à l'année 2019-2020 de façon à ne pas inclure de montant dans le coût de service 2021-2022;

AUTORISE de manière exceptionnelle et uniquement pour l'exercice financier 2021-2022, le report de l'amortissement de l'écart lié au compte de stabilisation tarifaire de la température de l'année 2020-2021 en totalité dans l'année 2022-2023;

APPROUVE le Plan d'approvisionnement 2022-2025, incluant l'augmentation des capacités de retrait aux sites d'Intragaz situés à Pointe-du-Lac et à Saint-Flavien;

APPROUVE l'établissement des coûts d'utilisation de l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification par le client GM GNL pour l'exercice financier 2021-2022;

AUTORISE des dépenses d'exploitation de 244 989 000 \$;

RECONDUIT jusqu'au 30 septembre 2022, le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie;

PREND ACTE de la rentabilité du Plan de développement;

APPROUVE un montant de 1 000 000 \$ pour le compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes dans le coût de service 2021-2022;

APPROUVE une augmentation de 3,5 M\$ à la marge du budget 2021-2022 du plan global en efficacité énergétique de 31,8 M\$ déjà approuvé par la Régie au dossier R-4043-2018;

ÉTABLIT le budget global du plan global en efficacité énergétique à 35,2 M\$, incluant 31,0 M\$ en aides financières et 4,3 M\$ en dépenses d'exploitation, aux fins de l'établissement des tarifs pour l'année 2021-2022;

APPROUVE pour l'année 2021-2022 les projets d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs dont le coût individuel est inférieur au seuil de 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 187,8 M\$;

APPROUVE les additions à la base de tarification relatives aux projets d'investissement dont le coût individuel est inférieur à 4 M\$;

ÉTABLIT la base de tarification pour l'année témoin 2021-2022 sous réserve des ajustements à apporter aux soldes de certains comptes de frais reportés et considérant les dispositions prévues à la section 4.2 de la présente décision;

APPROUVE un coût moyen pondéré du capital moyen de 6,06 % pour l'année tarifaire 2021-2022;

APPROUVE les taux du tarif de transport proposés pour l'année tarifaire 2021-2022;

APPROUVE les prix d'équilibrage proposés pour l'année tarifaire 2021-2022;

MAINTIENT l'approche approuvée dans sa décision D-2013-106 pour l'établissement des tarifs 2021-2022 du service de distribution;

APPROUVE les taux proposés du tarif de réception pour l'année tarifaire 2021-2022;

APPROUVE les modifications aux *Conditions de service et Tarif* présentées à la section 20 de la présente décision;

DEMANDE à Énergir de déposer la mise jour des informations relatives à l'établissement du revenu requis et des tarifs finaux de l'année tarifaire 2021-2022, ainsi que les versions française et anglaise des *Conditions de service et Tarif*, au plus tard le 18 novembre 2021 à 12 h, en tenant compte des modifications découlant de la présente décision;

ORDONNE à Énergir de se conformer à l'ensemble des dispositions contenues à la présente décision.

Simon Turmel
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Esther Falardeau
Régisseur

ANNEXE

Annexe (1 page)

S.T. _____

L.R. _____

E.F. _____

LISTE DES ACRONYMES

CASEP	compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes
CFR	compte de frais reportés
CII	Commercial, institutionnel, industriel (excluant les clients VGE)
CMC	capacité maximale contractuelle
CST	Conditions de service et Tarif
daQ	distribution au Québec
DDR	demande de renseignements
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
NAESB	North American Energy Standards Board
PCGR	principes comptables généralement reconnus des États-Unis
PCR	processus de consultation réglementaire
PGÉÉ	plan global en efficacité énergétique
PIB	produit intérieur brut
PMD	petit et moyen débits
PRC	programme de rabais à la consommation
SPEDE	système de plafonnement et d'échange de droits d'émission
STS	Storage Transportation Service
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TCTR	test du coût total en ressources
TEQ	Transition énergétique Québec
TRI	taux de rendement interne
VGE	ventes grandes entreprises