

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2021-109	R-3867-2013 Phase 2	26 août 2021
-------------------	--------------------------------	---------------------

PRÉSENTS :

Marc Turgeon
Françoise Gagnon
François Émond
Régisseurs

Énergir, s.e.c.
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond et sur les frais – Sujet B, volet 1A

*Demande relative au dossier générique portant sur
l'allocation des coûts et la structure tarifaire d'Énergir*

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.

représentée par M^e Hugo Sigouin-Plasse, M^e Vincent Locas et M^e Marie Lemay Lachance.

Intervenants :

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

représentée par M^e Paule Hamelin et M^e Nicolas Dubé;

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 (GRAMÉ)

représenté par M^e Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC)

représentée par M^e Éric David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)

représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Stratégies énergétiques (SÉ)

représentée par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC)

représentée par M^e Hélène Sicard.

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	7
2.	INTRODUCTION AU NOUVEAU CADRE CONCEPTUEL	19
3.	CAUSALITÉ DES COÛTS.....	22
3.1	Causalité des coûts de transport	22
3.2	Causalité des coûts de la fourniture.....	29
3.3	Autres éléments de causalité des coûts	32
4.	UTILISATION DU PROFIL RÉEL VERSUS PRÉVU	37
4.1	Proposition d'Énergir.....	37
4.2	Position d'Elenchus.....	40
4.3	Position de l'ACIG.....	40
4.4	Position de la FCEI	41
4.5	Opinion de la Régie.....	41
5.	COÛTS ENGENDRÉS PAR LA CLIENTÈLE QUI ACHÈTE SA PROPRE FOURNITURE ET QUI NE LIVRE PAS DE FAÇON UNIFORME	44
5.1	Position d'Énergir	44
5.2	Opinion de la Régie.....	57
6.	FONCTIONNALISATION ET CLASSIFICATION DES COÛTS PRÉVUS AU DOSSIER TARIFAIRE DÉCOULANT DE L'APPLICATION DE LA MÉTHODE DES TIERS.....	58
6.1	Proposition d'Énergir visant la mise en œuvre du nouveau cadre conceptuel par la méthode des tiers.....	58
6.2	Première étape : Service de transport.....	61
6.3	Deuxième étape : Équilibrage saisonnier	64
6.4	Troisième étape : Flexibilité opérationnelle	67
6.5	Quatrième étape : Coûts d'approvisionnement non requis pour répondre aux besoins de la clientèle pour l'année en cours	71
6.6	Établissement des frais de transport et d'équilibrage à la suite de l'application de la méthode des tiers et comparaison avec la méthode actuelle.....	72
6.7	Base de tarification et établissement du revenu requis	74
6.8	Position des intervenants.....	76
6.9	Opinion de la Régie.....	79

7.	COMPTE DE FRAIS REPORTÉS COMBINANT LES PRIMES FIXES DU SITE D'ENTREPOSAGE À DAWN ET DES OUTILS DE TRANSPORT FONCTIONNALISÉS À L'ÉQUILIBRAGE	84
7.1	Proposition d'Énergir.....	84
7.2	Opinion de la Régie.....	86
8.	TRANSFERT DES COÛTS SAISONNIERS DE LA FOURNITURE À L'ÉQUILIBRAGE EN FIN D'ANNÉE	87
8.1	Proposition d'Énergir.....	87
8.2	Position de la FCEI.....	92
8.3	Opinion de la Régie.....	93
9.	FONCTIONNALISATION ET CLASSIFICATION DES COÛTS RELATIFS AUX ÉCARTS CONSTATÉS AU RAPPORT ANNUEL	95
9.1	Proposition d'Énergir.....	95
9.2	Opinion de la Régie.....	101
10.	ALLOCATION DES COÛTS	102
10.1	Suivis de la décision D-2016-126.....	102
10.2	Facteurs d'allocation.....	105
10.3	Position d'Elenchus.....	112
10.4	Position des intervenants.....	114
10.5	Opinion de la Régie.....	115
11.	MÉTHODES ET PARAMÈTRES DE LA NOUVELLE OFFRE DE SERVICE INTERRUPTIBLE	119
11.1	Proposition d'Énergir.....	119
11.2	Évolution du service interruptible	121
11.3	Objectifs de l'offre interruptible.....	125
11.4	Causalité des coûts	126
11.5	Options préliminaires envisagées.....	130
11.6	Évaluation de l'impact des options préliminaires envisagées sur les coûts d'approvisionnement	134
11.7	Consultation de la clientèle des Ventes grandes entreprises sur les options interruptibles ..	135
11.8	Options interruptibles retenues.....	137
11.9	Suivi de décisions.....	142
11.10	Impact tarifaire	147
11.11	Position d'Elenchus.....	151

11.12 Position des intervenants.....	152
11.13 Opinion de la Régie.....	156
12. DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL	166
13. PROCHAINES ÉTAPES DU DOSSIER.....	168
14. DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS DES INTERVENANTS	169
14.1 Cadre juridique et principes applicables	169
14.2 Frais réclamés, admissibles et accordés.....	170
DISPOSITIF	171
ANNEXE 1	175

1. INTRODUCTION

[1] Le 15 novembre 2013, Énergir, s.e.c. (Énergir ou le Distributeur), alors désignée sous la dénomination sociale de Société en commandite Gaz Métro¹, dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et sa structure tarifaire.

[2] Le 4 août 2016, la Régie rend sa décision D-2016-126² par laquelle elle scinde le dossier en quatre phases. L'examen de la structure tarifaire, de l'interfinancement et de la stratégie tarifaire du service de distribution, initialement prévu dans le cadre de la phase 2, est reporté en phase 4. Les sujets examinés dans le cadre de la phase 2 portent dorénavant sur³ :

- l'allocation des coûts, la tarification et les conditions de service relatives aux services de fourniture, de transport et d'équilibrage (FTÉ);
- la refonte de l'offre de service interruptible;
- la flexibilité opérationnelle (méthode d'évaluation des coûts et fonctionnalisation);
- les suivis découlant de décisions antérieures qui ont trait aux tarifs et aux conditions de service associés aux services de FTÉ.

[3] Dans cette même décision, la Régie demande à Énergir de déposer un complément de preuve en lien avec différents aspects de l'étude d'allocation des coûts ainsi qu'en matière de tarifs et conditions de service⁴.

[4] Toujours dans cette décision, tenant compte de l'élargissement de la portée du dossier, la Régie juge opportun d'émettre un nouvel avis public aux personnes intéressées et de permettre à celles qui le souhaitent de déposer une demande d'intervention pour la phase 2 nouvellement établie.

¹ Société en commandite Gaz Métro a modifié sa dénomination sociale, en français, pour Énergir, s.e.c. le 29 novembre 2017.

² Décision [D-2016-126](#).

³ Décision [D-2016-126](#), p. 15 à 19, par. 57 à 73.

⁴ Décision [D-2016-126](#), p. 19 et 20, par. 74 et 75.

[5] Le 21 septembre 2016, la Régie rend sa décision D-2016-140 dans laquelle elle accorde le statut d'intervenant à l'ACIG, la FCEI, le GRAME, OC, le ROÉÉ, SÉ-AQLPA et l'UC pour la phase 2 du présent dossier. Elle y élabore également un cadre d'examen préliminaire⁵. Le 14 juillet 2017, SÉ-AQLPA avise la Régie que l'AQLPA se retire de l'examen des phases 2 et 3B du présent dossier, de telle sorte que, pour ces phases, seule SÉ continuera d'intervenir.

[6] Le 27 janvier 2017, donnant suite à la décision D-2016-126, Énergir dépose une preuve complémentaire ainsi qu'une demande amendée⁶.

[7] Le 5 juillet 2017, dans sa décision D-2017-074⁷, la Régie ordonne aux intervenants de préciser les conclusions qu'ils recherchent et d'établir leurs budgets de participation pour l'examen de la phase 2. Par ailleurs, elle établit un calendrier d'examen de cette phase et prévoit la tenue de quatre séances de travail.

[8] Le 12 octobre 2017, le Distributeur dépose la preuve complémentaire⁸ requise par la Régie⁹. À cette occasion, il expose, d'une part, les raisons pour lesquelles il croit souhaitable de ne pas scinder la phase 2 en deux étapes et, d'autre part, les motifs justifiant pourquoi il n'a pas jugé nécessaire de s'adjoindre les services d'un expert¹⁰.

[9] Le 9 juillet 2018, dans sa décision D-2018-080 relative à la phase 3B du présent dossier, la Régie reporte à la phase 2 l'examen de l'inclusion des coûts marginaux des services de FTÉ dans la méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau¹¹.

⁵ Décision [D-2016-140](#), p. 6, par. 14 et 16.

⁶ Pièce [B-0180](#).

⁷ Décision [D-2017-074](#), p. 5, par. 10.

⁸ Il s'agit des pièces B-0329 à B-0334. Le 1^{er} mai 2019, les pièces B-0329 et B-0330 ont été remplacées par les pièces B-0445 et B-0446 afin d'y corriger des coquilles.

⁹ Pièce [A-0128](#).

¹⁰ Pièce [B-0331](#), p. 9 et 10.

¹¹ Décision [D-2018-080](#), p. 36 et 37, par. 118 à 120.

[10] Le 6 août 2018, dans sa décision D-2018-103¹², la Régie juge opportun de retenir les services d'un expert en matière d'allocation des coûts, afin de faire état de la situation et d'apporter un éclairage commun à tous les participants au dossier. Ainsi, elle suspend le calendrier d'examen de la phase 2 jusqu'à ce qu'un rapport d'expertise (le Rapport) soit produit et déposé au dossier. Elle suspend également la tenue des deux séances de travail supplémentaires qu'elle avait autorisées dans sa correspondance du 14 juin 2018.

[11] Dans ses décisions D-2018-106¹³ et D-2019-049¹⁴, la Régie ordonne le paiement des frais encourus par les intervenants avant la suspension de la phase 2.

[12] Le 8 mars 2019, en raison du départ à la retraite, en 2018, de madame Louise Pelletier et de monsieur Laurent Pilotto, la Régie annonce que la nouvelle formation désignée au présent dossier est composée de M^e Marc Turgeon, qui agit à titre de président de la formation, de madame Françoise Gagnon et de monsieur François Émond¹⁵ (la Formation).

[13] Le 20 novembre 2019, par sa décision D-2019-153¹⁶, la Régie lève la suspension de l'examen de la phase 2, détermine le déroulement procédural de cette phase et dépose le Rapport préparé par la firme Elenchus Research Associates Inc. (Elenchus)¹⁷.

[14] Dans cette même décision, la Régie précise qu'elle juge opportun d'examiner en priorité et de façon distincte, dans le cadre d'une phase 2A, la fonctionnalisation des conduites de Champion Pipeline (Champion), la fusion des tarifs des zones Nord et Sud ainsi que la disposition du compte de frais reportés (CFR) dans lequel est comptabilisée, depuis le 1^{er} janvier 2016, la différence entre les revenus générés par l'application de taux identiques pour les clients des zones Nord et Sud et les revenus qui auraient été générés par les clients de la zone Nord si la fusion des tarifs n'avait pas été acceptée¹⁸.

¹² Décision [D-2018-103](#), p. 6 à 8.

¹³ Décision [D-2018-106](#).

¹⁴ Décision [D-2019-049](#).

¹⁵ Pièce [A-0206](#).

¹⁶ Décision [D-2019-153](#).

¹⁷ Pièces [A-0219](#) (version originale en anglais) et [A-0220](#) (version traduite en français).

¹⁸ Décision [D-2019-153](#), p. 11 et 12, par. 29 à 33.

[15] Le 4 décembre 2019, conformément à la décision D-2019-153, le Distributeur dépose le complément de preuve relatif à la phase 2A¹⁹ et commente le déroulement procédural prévu par la Régie pour les volets 1 et 2 de la phase 2B²⁰.

[16] Le 17 janvier 2020, par sa décision D-2020-006²¹, la Régie fixe le calendrier procédural de la phase 2A et détermine les sujets qui seront examinés dans les volets 1 et 2 de la phase 2B. Elle fixe également la tenue de trois séances de travail afin de permettre à Énergir et à l'expert retenu par la Régie de clarifier leur position respective et d'identifier les points de convergence et de divergence pour mieux définir l'ampleur des travaux à venir pour la suite de la phase 2B. La Régie prévoit également tenir une rencontre préparatoire le 14 avril 2020.

[17] Dans sa lettre du 12 février 2020²², la Régie énonce les modalités à suivre pour la participation aux séances de travail annoncées dans la décision précitée.

[18] Le 26 mars 2020, dans le contexte de la pandémie de COVID-19, la Régie annule la rencontre préparatoire du 14 avril 2020²³.

[19] Le 3 avril 2020, au terme de deux séances de travail, Énergir avise la Régie qu'elle compte amender sa proposition initiale relative à la méthode de fonctionnalisation des coûts des outils d'approvisionnement. Elle mentionne que la mise à jour de sa preuve requiert des efforts importants et qu'elle serait en mesure de la déposer au courant de l'été 2020²⁴. Par ailleurs, Énergir se rend disponible pour discuter des amendements à sa preuve, lors d'une rencontre préparatoire portant sur le déroulement et l'échéancier de la phase 2B.

[20] Le 16 avril 2020, en réponse à la correspondance d'Énergir datée du 3 avril 2020, la Régie informe les participants qu'elle les convoquera à une rencontre préparatoire. À cette fin, elle sollicite leurs commentaires préliminaires et s'enquiert des moyens techniques dont ils disposent pour participer à une telle rencontre à distance²⁵.

¹⁹ Pièce [B-0472](#). Le 13 décembre 2019, Énergir dépose une version révisée de cette pièce, soit la pièce [B-0474](#), afin de corriger une erreur de numérotation de dossier dans le titre des tableaux 5 à 8.

²⁰ Pièce [B-0470](#).

²¹ Décision [D-2020-006](#).

²² Pièce [A-0228](#).

²³ Pièce [A-0249](#).

²⁴ Pièce [B-0511](#).

²⁵ Pièce [A-0253](#).

[21] Le 29 avril 2020, par sa décision D-2020-047²⁶ portant sur la phase 2A, la Régie demande aux participants de lui soumettre les enjeux qui pourraient être examinés en lien avec la question des clients qui s’approvisionnent sur le territoire du Distributeur, ainsi que leurs commentaires sur le traitement procédural approprié.

[22] Le 30 avril 2020, la Régie avise les participants que la rencontre préparatoire aura lieu le 13 mai 2020, de façon virtuelle. Lors de cette rencontre préparatoire, elle veut entendre Énergir au sujet des amendements qu’elle compte apporter à sa preuve en chef ainsi que de l’impact de ces changements sur le déroulement du dossier. À cette fin, elle fixe un ordre du jour détaillé²⁷.

[23] À la suite de cette rencontre préparatoire, la Régie transmet aux participants une correspondance²⁸ par laquelle elle demande à Énergir de déposer la mise à jour de sa preuve au plus tard le 1^{er} septembre 2020, en français et en anglais. Elle note, par ailleurs, à la suite des représentations d’Énergir, que cette preuve sera constituée de deux documents, soit un document pour chacun des volets 1 et 2²⁹. En outre, la Régie précise que cette nouvelle preuve devra s’appuyer sur des données contemporaines. Elle rappelle enfin qu’Énergir n’envisage toujours pas de retenir les services d’un expert dans le présent dossier.

[24] Dans cette même correspondance, la Régie fait état des préoccupations des intervenants et invite Énergir à en tenir compte dans la rédaction de sa nouvelle preuve. Quant aux préoccupations exprimées par l’ACIG, OC et le ROEE relativement à la reconnaissance des experts pour la phase 2, la Régie indique qu’elle se prononcera sur cette question à la suite de l’examen de la preuve qui sera déposée.

[25] Les 26 et 27 mai 2020, en suivi de la décision D-2020-047³⁰, les participants soumettent leurs commentaires sur la question des clients qui s’approvisionnent sur le territoire du Distributeur.

²⁶ Décision [D-2020-047](#), p. 47, par. 177.

²⁷ Pièce [A-0257](#).

²⁸ Pièce [A-0260](#).

²⁹ Décision [D-2020-006](#), p. 21, par. 78.

³⁰ Décision [D-2020-047](#), p. 47, par. 177.

[26] Le 2 juin 2020³¹, la Régie demande à Énergir d'inclure une nouvelle preuve sur la question des clients qui s'approvisionnent sur son territoire, dans le cadre de la mise à jour de sa preuve prévue pour le 1^{er} septembre 2020. Elle mentionne également que les pièces de la phase 2A relatives à cette question seront examinées dans le cadre de la phase 2B.

[27] Le 17 août 2020, Énergir informe la Régie qu'elle ne sera pas en mesure de déposer la mise à jour de sa preuve selon l'échéance fixée. Elle lui demande de reporter cette échéance jusqu'en octobre 2020³². Le lendemain, la Régie lui accorde le délai demandé³³. Cependant, la Régie réitère qu'elle souhaite débiter l'examen de la phase 2B dans les meilleurs délais. À cet égard, elle demande à Énergir de déposer un état d'avancement de la mise à jour de sa preuve au plus tard le 25 septembre 2020.

[28] Le 10 septembre 2020, la Régie convoque Énergir et les intervenants à une rencontre préparatoire pour le 25 septembre 2020, afin de discuter de l'état d'avancement qui sera déposé par Énergir le même jour³⁴.

[29] Le 11 septembre 2020, Énergir donne suite à la convocation de la Régie à la rencontre préparatoire³⁵. Le 18 septembre 2020, elle informe la Régie qu'elle déposera les versions française et anglaise de la mise à jour de sa preuve au plus tard les 23 et 30 octobre 2020, respectivement³⁶.

[30] Le 21 septembre 2020, à la suite de l'engagement d'Énergir quant à la date de dépôt de sa nouvelle preuve, la Régie annule la rencontre préparatoire du 25 septembre 2020³⁷.

[31] Le 23 octobre 2020, Énergir dépose une deuxième demande réamendée³⁸ dans le cadre de la phase 2B ainsi que la nouvelle preuve (Nouvelle preuve) à son soutien³⁹. Elle informe la Régie qu'elle déposera une version anglaise des pièces faisant partie de la

³¹ Pièce [A-0264](#).

³² Pièce [B-0534](#).

³³ Pièce [A-0267](#).

³⁴ Pièce [A-0268](#).

³⁵ Pièce [B-0535](#).

³⁶ Pièce [B-0536](#).

³⁷ Pièce [A-0269](#).

³⁸ Pièce [B-0538](#).

³⁹ Pièces [B-0541](#), [B-0542](#), [B-0543](#) et [B-0547](#). Les pièces B-0544 à B-0546 sont des fichiers Excel qui correspondent aux annexes 3, 5 et 6 de la pièce B-0543.

Nouvelle preuve au plus tard le 30 octobre 2020, à l'exception de la traduction de la pièce Gaz Métro-5, document 15, qui sera déposée dès que possible.

[32] Le 28 octobre 2020, la Régie transmet à Énergir sa demande de renseignements (DDR) n° 1 relative à sa demande d'approbation de certaines mesures transitoires visant les clients du service interruptible au tarif D₅ (Mesures transitoires). Énergir y répond le 2 novembre 2020.

[33] Le 30 octobre 2020, n'étant pas en mesure de déposer la version anglaise des pièces faisant partie de la Nouvelle preuve, Énergir demande à la Régie de lui accorder un délai jusqu'au 6 novembre 2020 pour ce faire.

[34] Le 5 novembre 2020, Énergir dépose une troisième demande réamendée⁴⁰, certaines pièces révisées ainsi que la traduction anglaise de toutes les pièces faisant partie de la Nouvelle preuve.

[35] Le 9 novembre 2020, la Régie demande à Énergir et aux intervenants de lui faire part de leurs commentaires quant au traitement procédural pour les Mesures transitoires.

[36] Les 11 et 12 novembre 2020, Énergir, l'ACIG, la FCEI et le ROÉÉ déposent leurs commentaires quant au traitement procédural pour les Mesures transitoires. Énergir dépose une réplique le lendemain⁴¹.

[37] Le 13 novembre 2020, la Régie informe les participants qu'Énergir présentera sa Nouvelle preuve les 30 novembre et 1^{er} décembre 2020, lors d'une séance d'information à laquelle assistera la Formation. Cette séance d'information sera suivie d'une séance de travail, sans la présence de la Formation, qui permettra au personnel de la Régie et aux intervenants de soumettre leurs questions de clarification à Énergir⁴².

[38] Le 18 novembre 2020, par sa décision D-2020-153⁴³, la Régie juge qu'il n'est pas opportun d'examiner la demande d'Énergir relative à l'approbation de Mesures transitoires avant de procéder à l'examen de la proposition de refonte du service interruptible. De plus,

⁴⁰ Pièce [B-0554](#).

⁴¹ Pièce [B-0568](#).

⁴² Pièce [A-0276](#).

⁴³ Décision [D-2020-153](#).

elle demande à Énergir et aux intervenants de lui faire part de leurs commentaires quant à la démarche d'examen présentée aux paragraphes 68 à 74 de cette décision et, étant donné que les budgets de participation des intervenants ont été déposés en août 2017, elle en demande la mise à jour. La Régie demande également à Énergir de tenir compte, pour la présentation de sa Nouvelle preuve lors des séances d'information et de travail des 30 novembre et 1^{er} décembre 2020, des précisions formulées aux paragraphes 47 à 49 de la décision D-2020-153.

[39] Le 20 novembre 2020, Énergir avise la Régie qu'elle ne sera pas en mesure de satisfaire à toutes ses attentes précisées aux paragraphes 47 à 49 de la décision D-2020-153⁴⁴. Elle mentionne que le personnel devant préparer la séance de travail est également sollicité pour la préparation de dépôts à venir pour le rapport annuel 2020 et pour le dossier relatif au gaz naturel renouvelable. Pour les mêmes motifs, Énergir mentionne qu'elle ne sera pas en mesure, avant février 2021, de présenter une simulation de l'application de la méthode de fonctionnalisation qu'elle propose à partir de données d'une cause tarifaire et d'un rapport annuel, tel que demandé au paragraphe 49 de la décision D-2020-153.

[40] Lors de la séance d'information du 30 novembre 2020, Énergir dépose un document de présentation de sa Nouvelle preuve⁴⁵.

[41] Le 2 décembre 2020⁴⁶, la Régie dépose la liste des participants aux séances d'information et de travail.

[42] Le 4 décembre 2020, à la suite des séances d'information et de travail des 30 novembre et 1^{er} décembre 2020, Énergir indique que certains aspects de sa preuve gagneraient à être précisés. Elle dépose une correspondance dans laquelle elle énumère les engagements auxquels elle a souscrit et qui visent à répondre à certaines imprécisions. Elle souligne qu'elle entend déposer les réponses à ces engagements avec sa preuve amendée, au plus tard le 23 décembre 2020⁴⁷. De plus, afin de répondre au paragraphe 49 de la décision D-2020-153⁴⁸, Énergir précise qu'elle sera en mesure de présenter une simulation de l'application de la méthode de fonctionnalisation et fera la démonstration du cycle

⁴⁴ Pièce [B-0569](#).

⁴⁵ Pièce [B-0574](#).

⁴⁶ Pièce [A-0280](#).

⁴⁷ Pièce [B-0575](#).

⁴⁸ Décision [D-2020-153](#), p. 12.

complet de la fonctionnalisation en utilisant les données prospectives et réelles d'une même année témoin, soit celles relatives au dossier tarifaire 2019-2020⁴⁹ et au rapport annuel 2020⁵⁰. Elle propose que cette séance de travail se tienne le 24 ou le 25 février 2021 et indique, sans toutefois le garantir, qu'elle mettra tout en œuvre pour remettre les documents de présentation ainsi que leur traduction quelques jours avant la tenue de la séance.

[43] Entre les 7 et 9 décembre 2020, l'ACIG, la FCEI, OC, le ROEE et SÉ déposent leurs sujets d'intervention, leurs budgets de participation mis à jour et des commentaires sur les aspects du traitement procédural prévu aux paragraphes 68 à 74 de la décision D-2020-153⁵¹.

[44] Le 15 décembre 2020, Énergir dépose sa réplique sur les sujets d'intervention, les budgets de participation et les commentaires des intervenants sur les aspects du traitement procédural⁵².

[45] Le 18 décembre 2020, OC réplique aux commentaires d'Énergir⁵³.

[46] Le même jour et le 13 janvier 2021, Énergir dépose la mise à jour de sa preuve, en versions française et anglaise⁵⁴ respectivement, à la suite des engagements précisés dans sa lettre du 4 décembre 2020.

[47] Le 18 janvier 2021, par sa décision D-2021-003⁵⁵, la Régie détermine le traitement procédural relatif à l'examen de la phase 2B, en créant un volet A et un volet B. Elle précise aussi les sujets d'intervention, les budgets de participation et le calendrier de traitement du volet A.

[48] Le 22 janvier 2021, la Régie demande à Énergir de s'assurer qu'un service d'interprétation simultanée soit offert afin d'assurer le bon déroulement de la séance de travail du 24 février 2021.

⁴⁹ Dossier R-4076-2018.

⁵⁰ Dossier R-4136-2020.

⁵¹ Décision [D-2020-153](#), p. 16 et suivantes.

⁵² Pièce [B-0576](#).

⁵³ Pièce [C-OC-0109](#).

⁵⁴ Pièce [B-0582](#).

⁵⁵ Décision [D-2021-003](#).

- [49] Le 2 février 2021, la Régie transmet sa DDR n° 2 à Énergir.
- [50] Le 3 février 2021, la Régie accorde un délai à OC pour le dépôt de sa DDR. Ce même jour, SÉ dépose une demande de reconsidération du droit de participer, en soumettant une liste de sujets modifiée et clarifiée⁵⁶.
- [51] Le 4 février 2021, Énergir confirme qu'un service d'interprétation simultanée sera offert lors de la séance de travail du 24 février 2021 prévue se tenir de façon virtuelle.
- [52] Le même jour, l'ACIG, la FCEI et Elenchus transmettent leurs DDR à Énergir et l'ACIG transmet sa DDR à Elenchus.
- [53] Le 5 février 2021, le ROEÉ transmet ses DDR à Énergir et à Elenchus.
- [54] Le 9 février 2021, la Régie accorde un délai supplémentaire à OC pour le dépôt de sa DDR.
- [55] Le 10 février 2021, la Régie accorde un délai à Énergir pour répondre aux DDR.
- [56] Le 11 février 2021, par sa décision D-2021-012⁵⁷, la Régie refuse de reconsidérer la participation de SÉ à la phase 2B.
- [57] Le 12 février 2021, OC transmet sa DDR à Énergir.
- [58] Le 19 février 2021, Énergir dépose une quatrième demande réamendée et ses réponses aux DDR d'Elenchus et de la Régie.
- [59] Le 22 février 2021, Énergir dépose sa présentation pour la séance de travail du 24 février 2021. Ce même jour, Elenchus dépose ses réponses aux DDR de l'ACIG et du ROEÉ.

⁵⁶ Pièce [C-SÉ-0106](#).

⁵⁷ Décision [D-2021-012](#).

[60] Le 5 mars 2021, Énergir dépose ses réponses aux DDR des intervenants et une mise à jour de ses réponses à la DDR n° 2 de la Régie.

[61] Le 10 mars 2021, la Régie accorde un délai additionnel à OC afin d'évaluer l'opportunité de contester certaines des réponses d'Énergir à sa DDR.

[62] Le 22 mars 2021, la Régie transmet sa DDR n° 3 à Énergir.

[63] Le 23 mars 2021, la FCEI transmet sa DDR à Énergir et le ROEÉ transmet les siennes à Énergir et à Elenchus.

[64] Le 1^{er} avril 2021, la Régie accorde un délai à Énergir pour le dépôt de ses réponses aux DDR, qu'elle dépose le 6 avril 2021.

[65] Le 8 avril 2021, Énergir dépose une déclaration sous serment pour obtenir une ordonnance de confidentialité à la question 6.1 de la DDR n° 3 de la Régie. Ce même jour, Elenchus dépose ses réponses à la DDR du ROEÉ.

[66] Le 22 avril 2021, l'ACIG et la FCEI déposent leurs mémoires. Ce même jour, OC et le ROEÉ mettent fin à leur intervention et déposent leurs conclusions. Le 30 avril 2021, OC soumet sa demande de remboursement de frais.

[67] Le 10 mai 2021, la Régie transmet sa DDR n° 4 à Énergir et sa DDR n° 1 à l'ACIG.

[68] Le 11 mai 2021, Énergir informe la Régie qu'elle ne soumettra aucune DDR dans le cadre du volet 1A de la phase 2B.

[69] Le 21 mai 2021, Énergir et l'ACIG déposent leurs réponses aux DDR de la Régie. Énergir dépose également une mise à jour de ses réponses à la DDR n° 3 de la Régie ainsi qu'une cinquième demande réamendée.

[70] Le 27 mai 2021, en suivi d'une réponse à la DDR n° 4 de la Régie, Énergir dépose des pièces révisées de sa preuve en chef⁵⁸.

⁵⁸ Pièce [B-0637](#).

[71] Le 14 juin 2021, le Distributeur dépose une sixième demande réamendée.

[72] Du 15 au 18 juin 2021, la Régie tient trois jours d'audience.

[73] Le 16 juin 2021, Énergir dépose ses réponses aux engagements souscrits lors de l'audience tenue la journée précédente. Elle dépose, notamment, une version amendée de ses réponses à la DDR n° 2 de la Régie ainsi qu'une version révisée en français et en anglais de la pièce Gaz Métro-5, document 13⁵⁹.

[74] Le 28 juin 2021, le ROEÉ dépose sa demande de remboursement de frais⁶⁰.

[75] Les 14 et 19 juillet 2021, l'ACIG⁶¹ et la FCEI⁶² déposent leur demande de remboursement de frais.

[76] Le 22 juillet 2021, Énergir commente les demandes de paiement de frais. Ses commentaires portent principalement sur les frais liés aux séances de travail et sur les honoraires des experts.

[77] Les 2 et 3 août 2021, l'ACIG répond aux commentaires d'Énergir et amende sa demande de paiement de frais.

[78] Par la présente décision, la Régie se prononce sur la sixième demande réamendée⁶³ portant sur le volet 1A de la phase 2B tel que décrit dans sa décision procédurale D-2021-003⁶⁴ ainsi que sur les demandes de remboursement de frais des intervenants.

⁵⁹ Pièces [B-0658](#), [B-0656](#) et [B-0657](#).

⁶⁰ Pièce [C-ROEÉ-0187](#).

⁶¹ Pièce [C-ACIG-0152](#).

⁶² Pièce [C-FCEI-0275](#).

⁶³ Pièce [B-0646](#).

⁶⁴ Décision [D-2021-003](#).

2. INTRODUCTION AU NOUVEAU CADRE CONCEPTUEL

Objectifs poursuivis

[79] La preuve sur le volet 1 vise trois objectifs :

- réaliser une analyse complète de la causalité des coûts associés à la chaîne d'approvisionnement;
- revoir l'ensemble de la fonctionnalisation, de l'allocation et de la tarification des services de FTÉ de façon à l'adapter au nouveau contexte d'approvisionnement;
- répondre aux différents suivis demandés par la Régie en lien avec la chaîne d'approvisionnement, à l'aide d'une solution globale.

[80] D'emblée, Énergir réitère l'importance de comprendre la provenance des coûts inhérents à chaque service et d'en identifier les causes. Elle rappelle qu'une analyse de la causalité des coûts d'approvisionnement a été réalisée au moment du dégroupement des tarifs au début des années 2000. Cette analyse a permis d'établir les principes à la base de la fonctionnalisation des coûts entre les services de transport et d'équilibrage.

[81] Elle rappelle également que la Régie, dans sa décision D-97-47⁶⁵, a retenu la méthode de la demande moyenne et de l'excédent. À cette époque, les capacités de transport contractées par Énergir étaient presque entièrement composées de transport *Firm Transportation Long Haul* (FTLH) entre Empress et la franchise. La fourniture était achetée quotidiennement, de façon relativement stable et, selon la saison, acheminée directement chez les clients, aux sites d'entreposage en franchise ou encore à celui d'Union Gas à Dawn.

[82] Dans les dernières années, afin de procurer d'importantes économies à la clientèle, la structure d'approvisionnement de la fourniture a été déplacée à Dawn. De ce fait, les achats à Dawn ont augmenté et des capacités de transport FTLH ont été décontractées et remplacées, entre autres, par des capacités de transport *Firm Transportation Short Haul* (FTSH) entre Dawn ou Parkway et la franchise.

⁶⁵ Dossier R-3323-95, décision [D-97-47](#).

[83] C'est dans ce contexte qu'Énergir présente son analyse de la causalité des coûts. Il s'agit d'une analyse préalable à la revue complète de la structure tarifaire de chacun des services FTÉ et de leurs modifications, le cas échéant.

[84] Le Distributeur mentionne que les principes d'établissement des nouveaux tarifs pour les services de FTÉ sont essentiellement les mêmes que pour l'établissement des tarifs de distribution. Il mentionne qu'ils ont été présentés lors du dossier tarifaire 2012⁶⁶ et, parmi eux, il retient les principes de l'équité et de la simplicité.

[85] Un tarif est jugé équitable si le prix applicable au client est inférieur à son coût de faire cavalier seul (*stand alone cost*) et supérieur au coût marginal qui lui est associé. Ce principe a été mentionné par le D' Overcast lors de la phase 1 du présent dossier⁶⁷.

[86] Dans le cas du service de distribution, l'écart entre le coût marginal et le coût de faire cavalier seul est grand, en raison des économies d'échelle importantes du Distributeur. Selon ce dernier, cela lui permet de s'éloigner, si requis, de l'étude d'allocation des coûts de service afin de prendre en compte d'autres considérations (position concurrentielle, aspects commerciaux, etc.).

[87] Dans le cas des services de FTÉ, Énergir indique que la marge de manœuvre entre le coût marginal et le coût pour le client de fournir lui-même ces services est très faible. Ainsi, pour être équitables, les tarifs doivent refléter les coûts. C'est dans cette optique que la proposition tarifaire d'Énergir est élaborée.

[88] Également, Énergir rappelle que l'objectif de dégroupier les tarifs était d'offrir aux clients un plus grand éventail de choix leur permettant de mieux gérer leurs besoins énergétiques, sans pour autant que certains d'entre eux en tirent avantage au détriment d'autres clients.

[89] Un signal de prix clair devait alors être envoyé à la clientèle pour les services qu'elle pouvait contracter directement auprès de fournisseurs externes : pour les services dégroupés, le principe « d'utilisateur-payeur » devait être respecté. Ainsi, un client pouvait comparer le prix des services d'approvisionnement du Distributeur (fourniture, transport et équilibrage) directement avec les prix du marché.

⁶⁶ Dossier R-3752-2011 Phase 2, pièce [B-0354](#), section 2.2.

⁶⁷ Pièce [B-0005](#), p. 4.

[90] Dans le présent dossier, Énergir soumet avoir cherché à simplifier, lorsque possible, les structures tarifaires qu'elle propose à ses clients. Des structures tarifaires simples permettent de transmettre un signal de prix clair aux clients, tout en facilitant la gestion interne et en limitant les coûts administratifs. Cette recherche de simplicité ne doit toutefois pas venir à l'encontre du principe d'équité.

Cadre conceptuel proposé

[91] Énergir mentionne que la refonte des services reliés aux approvisionnements gaziers repose sur l'indissociabilité des coûts d'approvisionnement. Comme les outils qui engendrent ces coûts sont interchangeables, c'est-à-dire qu'ils ne sont pas achetés pour satisfaire à un service en particulier, mais plutôt pour répondre à la demande totale, elle estime qu'il n'y a pas lieu de séparer directement le coût de chacun des outils entre les services de transport et d'équilibrage.

[92] En réponse à une question de l'ACIG en lien avec la stratégie d'acquisition des outils d'approvisionnement, le Distributeur précise qu'en général, il contracte principalement des capacités de transport annuelles pour l'ensemble de ses besoins de pointe qui ne peuvent être comblés par des services d'entreposage en franchise⁶⁸.

[93] Pour cette raison, le Distributeur présente les coûts d'approvisionnement de façon globale, plutôt que par service. En théorie, le nouveau cadre conceptuel consiste à fonctionnaliser directement les coûts d'approvisionnement entre les services (fourniture, transport et équilibrage) en se rapportant aux « fonctions directes » qu'ils accomplissent plutôt qu'aux « outils indirects » utilisés pour rendre ces services.

[94] Le Distributeur ajoute que sa proposition est une solution globale et intégrée qui porte sur tous les éléments se rapportant aux services de FTÉ. Cette proposition doit non seulement permettre d'établir des tarifs plus représentatifs de la causalité des coûts, mais également être mieux adaptée à la structure d'approvisionnement actuelle, tout en étant assez souple pour s'accommoder à des changements futurs.

⁶⁸ Pièce [B-0611](#), p. 2, R-2.1.

3. CAUSALITÉ DES COÛTS

[95] L'approvisionnement gazier comporte deux grandes composantes, soit l'achat de la fourniture et son transport jusqu'à la franchise, considérant les besoins quotidiens de la clientèle.

[96] Le Distributeur précise qu'en soi, l'équilibrage n'est pas une composante des coûts d'approvisionnement mais plutôt une composante tarifaire. En effet, les outils d'approvisionnement sont toujours achetés afin de satisfaire à la demande totale qui englobe à la fois les besoins de transport et d'équilibrage.

[97] L'examen de la causalité des coûts effectué par Énergir est un exercice théorique qui vise à identifier quel type de consommation engendre quels coûts, afin de les fonctionnaliser respectivement aux services de fourniture, de transport ou d'équilibrage.

3.1 CAUSALITÉ DES COÛTS DE TRANSPORT

[98] Aux fins de l'exercice théorique d'évaluation des liens de causalité des coûts de transport, Énergir émet les hypothèses suivantes :

- aucune contrainte sur l'achat de la fourniture (disponibilité de la fourniture en tout temps et au même prix, peu importe le point d'achat);
- aucune contrainte sur le volume pouvant être reçu par le réseau de distribution;
- aucune contrainte de flexibilité opérationnelle reliée à la variation de la demande au courant d'une même journée;
- les achats de fourniture sont accompagnés d'un service de transport;
- les seuls outils de transport disponibles sont des outils annuels ne pouvant être achetés pour des périodes saisonnières.

Volume stable versus volume saisonnier

[99] Énergir fait remarquer que si l'ensemble de sa clientèle consommait selon un profil stable à 100 %, les coûts seraient uniquement causés par le volume consommé par la clientèle.

[100] Le Distributeur présente des exemples théoriques afin de montrer que plus le profil de consommation d'un client est stable, moins le nombre d'unités de transport inutilisées est grand et moins le coût unitaire par unité consommée est élevé.

[101] Il ajoute que la variation du coût unitaire peut également s'expliquer par la variation du coefficient d'utilisation (CU) du client. Le CU est une mesure de stabilité de consommation qui représente le nombre d'unités consommées sur le nombre d'unités totales requises pour desservir la pointe du client. Il se calcule de la façon suivante :

$$CU = \frac{\text{Consommation réelle}}{\text{Consommation potentielle maximale}} = \frac{\text{Consommation moyenne}}{\text{Consommation de pointe}}$$

[102] En réponse à une question de l'ACIG, Énergir précise que la consommation moyenne représente la consommation journalière moyenne de l'année⁶⁹.

[103] Ainsi, la causalité des coûts pour le transport du gaz naturel entre le lieu d'achat de la fourniture et la franchise dépend uniquement de la relation entre les unités de transport utilisées et non utilisées. Le facteur mesurable qui permet de capter cette relation de causalité est le CU :

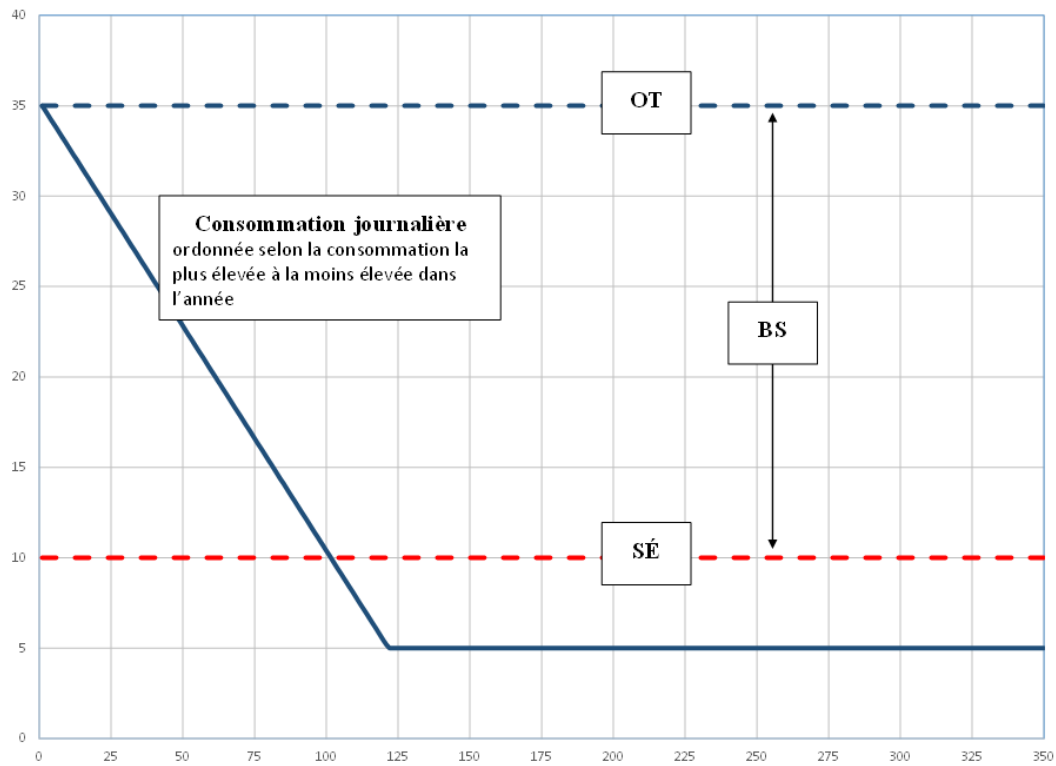
- Les coûts de transport d'un client dont le CU est de 100 % sont optimaux.
- Lorsqu'un client affiche un CU inférieur à 100 %, il existe des unités de transport non utilisées. Conséquemment, le coût par unité consommée augmente.

[104] Le Distributeur explique qu'il est possible de représenter la consommation d'un client dont le profil de consommation n'est pas stable à 100 % à l'aide d'une consommation stable équivalente (SÉ) et de son excédent, c'est-à-dire les besoins saisonniers (BS). Dans cette représentation, la consommation SÉ correspond aux unités de transport requises chaque jour pour satisfaire au besoin total de consommation de ce client. Les outils totaux (OT) sont les unités requises pour satisfaire la pointe du client. Tel qu'il appert au graphique suivant, la relation suivante existe entre ces trois quantités.

⁶⁹ Pièce [B-0611](#), p. 3, R-3.2.

$$BS = OT - SÉ$$

GRAPHIQUE 1
REPRÉSENTATION DE LA CONSOMMATION D'UN CLIENT DONT
LA CONSOMMATION N'EST PAS STABLE



Graphique établi à l'aide du graphique 5 de la pièce [B-0639](#).

[105] À l'aide de cette représentation, Énergir soumet que quelle que soit la consommation stable équivalente et les outils totaux des clients, ce sont les besoins saisonniers qui déterminent le nombre d'unités de transport inutilisées.

[106] Énergir mentionne qu'à consommation égale, le poids des unités excédentaires qui ne sont pas utilisées pour transporter de la fourniture varie en fonction du CU du client. Plus le CU est faible, plus le client consomme de façon saisonnière et subit des coûts élevés de transport non utilisé. Elle ajoute que la méthode de la demande moyenne et de l'excédent retenus lors du dégroupement des services⁷⁰ évoque cette même dynamique et permet de

⁷⁰ Dossier R-3323-95, décision [D-97-47](#).

conclure que les coûts d'approvisionnement doivent être séparés entre les services de transport et d'équilibrage en fonction d'un CU équivalent à 100 %.

Coûts selon le profil de consommation

[107] Énergir soumet que l'allocation des coûts en fonction des unités utilisées et non utilisées représente adéquatement la causalité des coûts d'acheminement de la fourniture, peu importe le profil de consommation du client. Elle ajoute que les coûts sont les mêmes pour toutes les unités consommées à l'intérieur de la portion stable équivalente.

[108] Cependant, les coûts associés aux besoins saisonniers varient selon le profil de consommation de chaque client. Il convient alors d'examiner différents profils de consommation et les coûts y afférents afin de comprendre la relation qui les unit. À cette fin, le Distributeur distingue deux situations.

[109] La première situation se rapporte à des clients dont la demande de pointe et la demande moyenne demeurent les mêmes. Dans cette situation, tous les clients ont le même CU et seul leur profil de consommation pendant l'hiver fluctue.

[110] Selon Énergir, cette situation met en évidence le fait que l'écart entre la demande de pointe et la demande moyenne lui permet de calculer le nombre d'unités non utilisées d'un client, peu importe son profil de consommation quotidien.

[111] La seconde situation se rapporte à des clients dont la demande moyenne demeure la même. Dans cette situation, le profil de consommation pendant l'hiver, de même que la demande de pointe fluctuent.

[112] Cette seconde situation illustre le fait que les coûts reliés au profil de consommation saisonnier varient en fonction de l'écart entre la demande moyenne et la demande de pointe. Autrement dit, plus le CU est faible, plus les coûts augmentent.

[113] À cet égard, Énergir présente quatre scénarios⁷¹ qui illustrent que le coût des unités non utilisées ne varie pas de façon linéaire avec le CU. Elle précise que le CU est une

⁷¹ Pièce [B-0639](#), p. 26 à 29, graphiques 13 à 16 et tableaux 1 à 3.

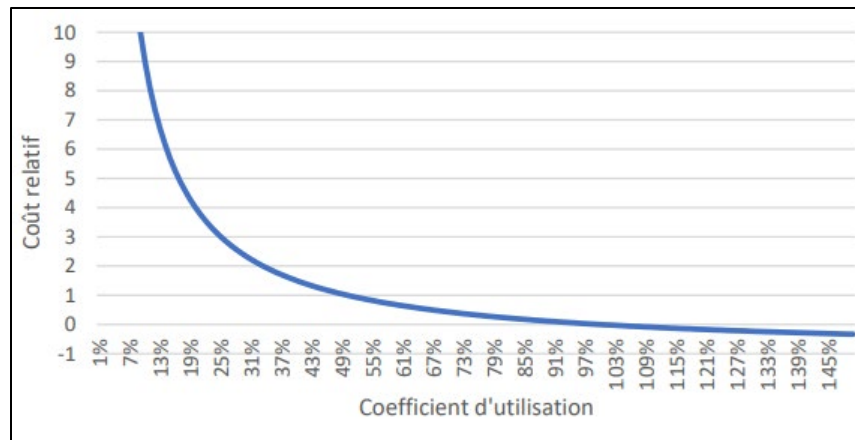
mesure relative basée sur la demande moyenne et la demande maximale du client et que les unités non utilisées varient de façon inverse au CU, selon la formule suivante :

$$\frac{1}{\text{CU}} - 1$$

[114] En outre, les coûts excédentaires à ceux déterminés pour satisfaire à la demande stable sont causés par l'ensemble de la clientèle ayant un CU inférieur à 100 %. Le profil de consommation quotidien du client n'a, quant à lui, pas d'influence sur le nombre d'unités utilisées et non utilisées lorsque la demande moyenne et la demande maximale sont constantes.

[115] Conséquemment, plus le CU baisse, plus les coûts par unité consommée augmentent de façon exponentielle, comme présentés dans le graphique suivant. Par exemple, un CU de 50 % entraînera un coût relatif de 1 unité⁷², alors qu'un CU de 75 % correspondra à un coût trois fois plus petit, soit 0,33 unité⁷³.

GRAPHIQUE 2
COÛT RELATIF DE L'ÉQUILIBRAGE D'UN CLIENT PAR
RAPPORT À SON COEFFICIENT D'UTILISATION (CU)



Source : Pièce [B-0639](#), p. 30, graphique 17.

⁷² Soit $(1 / 0,5) - 1 = 1$.

⁷³ Soit $(1 / 0,75) - 1 = 0,33$.

[116] Par ailleurs, questionnée par l'ACIG, Énergir précise que la formule $1/\text{CU} - 1$ tient compte de la pointe mesurée du client durant la période d'hiver. Elle explique qu'un client dont la pointe survient en dehors de la période de chauffage aura un CU très élevé, voire supérieur à 100 % dans certains cas⁷⁴. Lorsque la formule donne un résultat positif, la portion du tarif d'équilibrage en fonction du CU permettra de récupérer des coûts du client. Lorsque cette formule donne un résultat négatif, la portion du tarif d'équilibrage en fonction du CU permettra de soustraire des coûts au client⁷⁵.

Optimisation des coûts de transport

[117] Le Distributeur fait remarquer que son examen de la causalité des coûts repose sur l'hypothèse que le seul outil d'approvisionnement de gaz naturel disponible est du transport de TransCanada PipeLines Limited (TCPL). Dans les faits, il peut remplacer ou réduire ses outils de transport en effectuant de l'entreposage en franchise ou en transférant de la demande continue vers de la demande interruptible.

[118] À l'aide d'exemples, Énergir montre que cette optimisation des coûts n'est cependant possible que lorsqu'il y a de la demande saisonnière. Les économies y afférentes sont donc reliées au profil de consommation saisonnier.

[119] Pour cette raison, Énergir est d'avis que les coûts des outils de remplacement, soit les outils d'entreposage en franchise, de l'offre interruptible et du transport saisonnier devraient être alloués directement selon le profil de consommation.

Causalité des coûts échoués de transport

[120] À la lumière de son examen de la causalité des coûts des outils de transport, le Distributeur partage les coûts des unités de transport non utilisées entre la portion stable équivalente et la portion saisonnière de la consommation.

⁷⁴ Des détails sur le calcul du CU se trouvent à la sous-section « Détermination de la période d'observation de la pointe » de la section 3.3 de la présente décision.

⁷⁵ Pièce [B-0611](#), p. 4, R-3.2.1 et p. 6, R-5.2.

[121] Il soutient que lorsque les unités non utilisées se retrouvent dans la portion saisonnière, leurs coûts peuvent être alloués en fonction du profil de consommation de la clientèle. Cette allocation est appropriée en autant que les unités de transport non utilisées soient liées à la demande saisonnière.

[122] Or, outre la demande saisonnière, Énergir souligne deux autres situations non reliées à la température pouvant causer des unités de transport non utilisées :

- baisse de la consommation d'un client stable pour lequel des outils ont déjà été achetés causée, par exemple, par la cessation soudaine des activités de ce client;
- variation de la demande réelle par rapport à la demande prévue causée, par exemple, par un changement de contexte de marché.

[123] Le Distributeur soumet qu'il est difficile d'établir un lien de causalité clair pour les situations non reliées à la température. En pratique, les outils de transport sont achetés à des moments différents dans le temps. Des clients s'ajoutent et se retirent annuellement. Ainsi, il devient pratiquement impossible de départager les coûts qui sont reliés à la baisse de consommation d'un client particulier de ceux qui sont plutôt reliés à un écart entre la demande réelle et la demande prévue dans un scénario probable.

[124] Conséquemment, seuls les coûts échoués reliés à la variation de la température peuvent être alloués en fonction du profil de consommation saisonnier. Les autres coûts échoués devraient faire l'objet d'une allocation particulière afin qu'ils ne pénalisent pas un type de clientèle en particulier, mais l'application de ce principe est irréalisable, car il n'est pas possible d'isoler et de catégoriser chaque coût échoué.

[125] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir explique qu'au moment de déposer le plan d'approvisionnement, la demande de pointe de la clientèle peut varier par rapport au moment où elle acquiert les outils d'approvisionnement. Lorsque la variation est à la hausse, elle utilise tous les outils prévus dans son plan et se procure des outils supplémentaires pour combler la variation à la hausse. Dans cette situation, il n'y a pas de « coûts échoués »⁷⁶.

⁷⁶ Pièce [B-0658](#), p. 42 et 43, R-7.3.

[126] Par contre, lorsque des clients prévus ne sont pas branchés ou que la consommation prévue de certains clients ne se concrétise pas, il existe des surplus d'outils de transport. La vente de ces surplus peut causer des pertes, lesquelles sont qualifiées de « coûts échoués ».

[127] Le Distributeur soumet que ces coûts échoués sont reliés à des clients absents au moment de l'allocation des coûts. Ainsi, il est d'avis qu'il n'est pas possible d'en faire une allocation directe à des clients. En outre, puisque la méthode d'allocation est indirecte et que l'ajout des contrats repose sur la demande de pointe (par exemple, dans la mesure où le plan d'approvisionnement est optimisé, la hausse de la demande de pointe reliée à l'ajout d'un client dont le CU est de 100 % pourrait mener à l'achat d'outils saisonniers), le Distributeur estime qu'une allocation de ces coûts échoués selon le volume entre tous les clients est appropriée.

3.2 CAUSALITÉ DES COÛTS DE LA FOURNITURE

[128] Énergir émet une série d'hypothèses afin d'évaluer le lien de causalité propre aux coûts de la fourniture :

- aucune contrainte sur l'achat de transport (toute fourniture achetée peut être transportée en franchise en tout temps);
- aucune contrainte sur le volume pouvant être acheté chaque jour, et ce, au prix du marché;
- aucune contrainte de flexibilité opérationnelle.

[129] Contrairement au service de transport, Énergir mentionne que le surcoût de la saisonnalité de la fourniture ne réside pas principalement dans les unités non utilisées (coûts échoués), mais plutôt dans la variation du prix de la fourniture.

[130] Énergir mesure le coût de la fourniture selon le coût uniforme annuel. Dans ce calcul, peu importe le coût réel encouru, tous les clients se voient allouer un coût unitaire de fourniture égal au coût unitaire annuel uniforme. L'excédent de coût par rapport au coût uniforme est récupéré selon le profil de consommation saisonnier du client.

[131] L'effet saisonnier produit généralement une hausse du coût pour les clients à profil saisonnier. Toutefois, il existe des exceptions où le prix saisonnier peut être à la baisse. Un prix moindre en hiver peut s'expliquer par des inventaires trop élevés, des températures plus chaudes que la normale ou bien des bouleversements économiques du marché. Toutefois, selon les observations d'Énergir, l'effet global saisonnier à long terme est en défaveur de la clientèle saisonnière.

[132] Le Distributeur précise que les modalités des achats de fourniture lui permettent d'éviter les engagements excédentaires lors des hivers plus chauds que la normale. Il constate qu'il n'y a pas ou très peu d'unités non utilisées de fourniture. De plus, bien que la saisonnalité entraîne des coûts au service de transport, elle peut entraîner des coûts ou des économies au service de fourniture, selon l'évolution du prix dans l'année.

[133] À l'aide d'exemples théoriques, Énergir illustre la relation qui existe entre les prix mensuels et le profil de consommation des clients.

[134] D'abord, elle note que les clients dont le profil de consommation est stable paient un prix de la fourniture égal à son prix moyen annuel, peu importe la répartition des prix mensuels durant l'année.

[135] Ensuite, lorsque les prix mensuels de la fourniture affichent un profil saisonnier, les clients dont le profil de consommation est saisonnier paient un prix de la fourniture plus élevé que son prix moyen annuel. Cependant, lorsque les clients augmentent leur CU, ils voient le prix moyen annuel de leur fourniture diminuer. En contrepartie, plus le CU d'un client est faible, plus l'impact de la variation de prix saisonnière est élevé pour ce client.

[136] Enfin, dans la situation exceptionnelle où les prix mensuels de la fourniture seraient inversés par rapport au profil saisonnier, les clients, dont le profil de consommation est saisonnier, paieraient un prix de la fourniture plus faible que son prix moyen annuel. En outre, si ces clients augmentaient leur CU, ils verraient le prix moyen annuel de leur fourniture augmenter.

[137] Comme Énergir utilise un coût unitaire annualisé pour la fourniture⁷⁷ et puisqu'elle demande à ses clients qui achètent directement leur fourniture de la livrer de façon uniforme, les coûts doivent alors être séparés en fonction du profil de consommation.

⁷⁷ Pièce [B-0639](#), p. 51 à 54, section 2.2.3.

[138] À volume consommé égal, un client qui consomme de façon stable ne doit pas se voir allouer les mêmes coûts qu'un client qui consomme de façon variable. C'est pourquoi le Distributeur estime qu'une séparation du coût d'achat de la fourniture entre une portion liée à un profil stable et une autre liée à un profil saisonnier permet l'allocation adéquate des coûts.

[139] Pour allouer des coûts de fourniture relatifs au profil stable, le coût alloué doit être équivalent au coût moyen annuel. Ce coût peut être établi en utilisant le prix mensuel de l'indice de référence. C'est le prix approximatif qu'un client au profil stable pourrait devoir payer pour ses achats de gaz naturel :

$$\sum_i^{12} \frac{\text{Prix mois}_i \times \text{nombre de jours mois}_i}{365}$$

[140] L'excédent du coût alloué au profil stable doit être alloué selon le profil saisonnier. Énergir mentionne que l'allocation parfaite de ces coûts consisterait à les allouer en fonction des périodes de consommation de la clientèle. Il s'agirait d'une méthode précise mais impraticable, en raison de la difficulté à mesurer l'impact réel de la variation de la consommation par client ou par groupe de clients.

[141] À l'aide d'exemples théoriques, Énergir montre que le CU ne permet pas d'allouer précisément les coûts saisonniers de la fourniture pour différents profils lorsque ceux-ci ne sont pas reliés aux variations de la température. Cette conclusion découle du fait que la causalité des coûts saisonniers de la fourniture pour chaque client varie essentiellement en fonction de deux écarts :

- l'écart de volume mensuel par rapport au volume moyen annuel;
- l'écart de prix de fourniture du mois par rapport au prix moyen annuel de la fourniture.

[142] Cependant, le Distributeur estime qu'il est raisonnable d'utiliser le CU pour approximer le coût occasionné par la clientèle au profil saisonnier. Il note qu'en général, plus le CU est bas, plus l'écart entre le coût réel occasionné par le profil saisonnier et le coût annualisé est grand.

[143] En réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur explique que, toutes choses étant égales par ailleurs, l'effet constaté du coût de la saisonnalité au terme d'un exercice financier se traduit par un manque à gagner au service d'équilibrage saisonnier qui est imputé dans un CFR. Ce dernier est amorti dans le deuxième exercice subséquent et intégré dans les coûts du service d'équilibrage saisonnier, lesquels sont alloués en fonction du CU. En conséquence, la récupération du coût de la saisonnalité dans le deuxième exercice subséquent est établie selon le CU⁷⁸.

3.3 AUTRES ÉLÉMENTS DE CAUSALITÉ DES COÛTS

Causalité des coûts d'achat de fourniture et de transport à partir de différents lieux physiques

[144] Puisque les services de FTÉ sont dégroupés, leurs tarifs doivent être comparables aux coûts qu'un client paierait s'il n'utilisait pas ces services du Distributeur, mais qu'il optait plutôt pour se les procurer sur le marché.

[145] Afin d'assurer cet équilibre entre les tarifs et les prix du marché, la fonctionnalisation des coûts entre les services FTÉ doit permettre d'obtenir des coûts qui respectent la causalité établie, tout en faisant en sorte que les tarifs qui découleront de cette fonctionnalisation n'avantagent pas l'utilisation du service du Distributeur au profit du marché, ou l'inverse.

[146] Ainsi, lorsque la fourniture est achetée à des points d'achat différents, la causalité observée demeure la même que lorsque tous les achats sont effectués à partir du même lieu physique : les coûts sont répartis en fonction d'un profil uniforme et d'un profil saisonnier. De plus, le prix d'achat de fourniture du Distributeur pour les différents points d'achat doit être établi au prix du point de livraison de la clientèle qui fournit elle-même sa fourniture (aussi appelé « point de référence »).

[147] En fonction d'un profil d'achat qui est uniforme, la simple différence du coût annuel entre le point de référence et le lieu différent d'achat de la fourniture permet de déterminer de façon appropriée le coût de la fourniture et le coût du transport.

⁷⁸ Pièce [B-0658](#), p. 30, R-3.1.

Causalité des coûts reliés au maintien d'inventaire pour la fourniture et le transport

[148] Le maintien d'un inventaire n'est requis que pour desservir le besoin de la clientèle avec un profil saisonnier. En effet, aux fins de la fonctionnalisation des outils d'équilibrage, la portion uniforme de la demande ne nécessite pas d'inventaire⁷⁹. Les coûts reliés à l'inventaire doivent donc être répartis en fonction du profil de consommation saisonnier.

[149] Présentement, les clients qui fournissent eux-mêmes le gaz naturel en achat direct sans transfert de propriété ainsi que les clients qui fournissent leur propre transport ne se voient pas facturer les montants reliés aux inventaires⁸⁰.

[150] Cependant, à la lumière de l'examen de la causalité des coûts, le Distributeur constate que la clientèle de son service de fourniture de même que celle qui fournit sa propre fourniture encourent les mêmes coûts d'achat saisonnier. Ainsi, le coût de remplacement de cette fourniture, soit la variation du prix annualisé entre le moment de l'injection et le moment du retrait, de même que le coût financier de maintien de l'inventaire, devraient être imputés à tous les clients, comme le coût des achats saisonniers.

[151] En réponse à une DDR de la FCEI, le Distributeur explique que les variations d'inventaire ne sont pas causées par des facteurs économiques⁸¹. Au site d'entreposage à Dawn, en fonction des capacités d'entreposage disponibles selon le dernier dossier tarifaire, les variations d'inventaire permettent principalement d'optimiser les coûts de fourniture et de réduire son coût net d'entreposage. L'inventaire varie également, en proportions moindres, pour des raisons de flexibilité opérationnelle.

[152] En franchise, Énergir possède deux types d'entreposage. À Saint-Flavien, les retraits sont planifiés avant le début de l'hiver et sont effectués comme prévu, peu importe les paramètres économiques, avec certaines exceptions reliées uniquement à la température. Les retraits au site de Pointe-du-Lac et à l'usine de liquéfaction, stockage et regazéification (LSR) sont effectués uniquement lorsque les températures sont très froides. Parfois, ces deux sites peuvent permettre de profiter d'occasions de marché.

⁷⁹ Pièce [B-0612](#), p. 17, R-3.3.

⁸⁰ [Conditions de service et Tarif](#) en vigueur au 1^{er} décembre 2019, p. 56, articles 14.2.1 et 14.2.2.

⁸¹ Pièce [B-0612](#), p. 18, R-3.5.

[153] Le Distributeur ajoute que les variations de la demande dues à des paramètres économiques entraînent plutôt des ajustements relatifs aux outils de transport détenus. Ainsi, lorsque, pour des raisons économiques, la demande de pointe réelle est moindre que prévue, Énergir effectue des ventes de transport. Inversement, si la demande de pointe réelle est supérieure à celle prévue, des achats de transport ou d'autres outils connexes (par exemple, du service de pointe, si disponible) sont effectués.

[154] Par ailleurs, Énergir mentionne qu'aux fins de la satisfaction des besoins saisonniers de la clientèle, il est actuellement plus économique de moduler les achats à Dawn que d'acheter de l'entreposage additionnel. Par contre, la modulation des achats à Dawn est limitée par la quantité d'outils de transport qu'elle détient entre Dawn et la franchise⁸².

Flexibilité opérationnelle

[155] Énergir explique que la demande quotidienne fluctue par rapport à la planification de la journée gazière. Lors de cette dernière, il existe un besoin de moduler les approvisionnements afin de satisfaire à la demande réelle ainsi qu'aux injections. En hiver, Énergir ajoute une marge à la demande prévue car il est plus facile de réduire les approvisionnements en cours de journée plutôt que de les hausser. À l'inverse, en été, la demande prévue est réduite car il est plus facile d'augmenter les approvisionnements en cours de journée que de les réduire. Cette modulation des approvisionnements correspond à la flexibilité opérationnelle.

[156] Un client dont le profil de consommation serait stable, c'est-à-dire qui consommerait exactement le même volume tous les jours, n'aurait pas besoin de flexibilité opérationnelle. Bien que cette situation soit improbable, elle illustre le fait que ce client bénéficierait tout de même des services d'Énergir qui assurent la sécurité des approvisionnements à l'ensemble de la clientèle si un bris à son installation l'empêchait de consommer selon son profil de consommation stable.

[157] En réponse à une DDR de la Régie sur les besoins de flexibilité opérationnelle en hiver et en été, de même que pour les besoins liés à un bris chez un client dont la consommation n'est pas reliée au chauffage, Énergir explique que les besoins de flexibilité opérationnelle sont présents tout au long de l'année. De surcroît, comme ils surviennent plus fréquemment en injection qu'en retrait, elle mentionne qu'il est peu probable que les

⁸² Pièce [B-0612](#), p. 19, R-3.6.

fluctuations de la température aient un effet prépondérant sur les besoins de flexibilité opérationnelle⁸³.

[158] Le Distributeur précise que le besoin de flexibilité n'est pas relié au CU de la clientèle. Cependant, en cas d'écart par rapport à la demande prévue, le besoin de modulation des approvisionnements croît selon le volume consommé. Il est donc d'avis que le lien de causalité le plus direct et fiable pour la flexibilité opérationnelle est le volume consommé par la clientèle.

[159] En réponse à une DDR de la FCEI, le Distributeur mentionne que sa proposition consiste à fonctionnaliser les coûts des inventaires liés aux outils de flexibilité opérationnelle à ce service⁸⁴.

Détermination de la période d'observation de la pointe

[160] Le CU permet de mesurer le poids de la saisonnalité dans un profil de consommation donné. Énergir rappelle la définition du CU à l'aide des paramètres A et P qui sont définis dans les *Conditions de service et Tarif*⁸⁵ :

$$\text{CU} = \frac{\text{Moyenne annuelle}}{\text{Pointe hivernale}} = \frac{A}{P}$$

[161] Énergir définit le paramètre P comme la consommation quotidienne maximale entre le 1^{er} novembre et le 31 mars. Il permet de déterminer le prix personnalisé au service d'équilibrage. À partir de cette définition, Énergir évalue les avantages et les inconvénients relatifs à l'étendue de cette fenêtre d'évaluation de la pointe.

[162] D'une part, la pointe de la franchise se produit lorsque la demande des clients atteint son maximum, en lien avec le chauffage. De plus, c'est la pointe de la franchise qui influence la plus grande part des coûts d'équilibrage. Ainsi, la période d'observation de la pointe hivernale doit minimiser, voire éliminer le risque d'exclure la journée de pointe de la franchise. Ce risque augmente lorsqu'on réduit la fenêtre d'observation de la pointe.

⁸³ Pièce [B-0633](#), p. 14 à 16, R-2.1 à R-2.4.

⁸⁴ Pièce [B-0612](#), p. 18, R-3.4.

⁸⁵ [Conditions de service et Tarif](#) en vigueur au 1^{er} décembre 2019, p. 52, article 13.1.3.

[163] Le Distributeur mentionne qu'aux fins de la détermination de ses besoins d'outils d'approvisionnement de transport et d'entreposage, il effectue une régression linéaire en utilisant les consommations réelles de l'année précédente de la clientèle. À l'aide de cette régression linéaire, il calcule le besoin prévu en fonction des conditions météorologiques⁸⁶ qui auraient généré la demande la plus forte pour une journée, en se basant sur un historique de 30 ans⁸⁷.

[164] D'autre part, la période d'observation de la pointe hivernale doit minimiser le risque de capter une pointe individuelle qui ne serait pas corrélée avec la pointe de la franchise. Une pointe individuelle faiblement ou nullement corrélée avec la pointe de la franchise aurait peu d'incidence sur les coûts d'équilibrage (ou aucune incidence si cette pointe survient en été). Ce risque augmente avec l'étendue de la période d'observation.

[165] Selon Énergir, en répondant à ces deux objectifs, la période d'observation de la pointe renforcera le signal des prix qui vise à aplanir le profil de consommation saisonnier des clients.

[166] Sous l'hypothèse que la plus forte demande se réalise lors de la journée la plus froide, Énergir a procédé à une analyse des températures quotidiennes réchauffées depuis 1971. Au cours des 48 dernières années, la pointe a été observée 30 fois en janvier, 10 fois en février, 7 fois en décembre et une fois en mars. La température de la pointe de mars était de -20,1 °C. La journée la plus froide de l'année n'a jamais été observée en novembre. La température la plus froide observée en novembre est de -13 °C.

[167] À la lumière de l'analyse des températures historiques, Énergir estime que le mois de mars pourrait être exclu de la période d'observation. Elle note que si la pointe venait à survenir qu'en mars, une température semblable surviendrait en janvier et décembre, permettant ainsi de capter adéquatement le profil de chauffage aux fins des calculs. Elle ajoute qu'il s'agit d'un événement rare, puisque la pointe n'a été observée qu'une seule fois en mars au cours des 48 dernières années.

⁸⁶ Degrés-jours (DJ) et vent.

⁸⁷ Pièce [B-0612](#), p. 35, R-7.1.

[168] Par ailleurs, Énergir constate que les clients dont la pointe survient dans les mois pivots, soit les mois de novembre et mars, se voient allouer des coûts d'équilibrage associés à un profil saisonnier, alors qu'ils ne génèrent aucun coût pendant la journée de pointe du Distributeur.

[169] Conséquemment, le Distributeur propose une redéfinition de la période d'observation de la pointe afin d'exclure les mois de novembre et de mars. Il soumet que cette proposition réduit l'inclusion de pointes indépendantes de la température et qu'elle n'a aucune incidence sur les coûts de desservir la pointe de la franchise. Enfin, cette proposition ne réduit pas l'information servant à estimer le profil chauffage du client, car les journées les plus froides ont été observées entre décembre et février dans la quasi-totalité des cas.

4. UTILISATION DU PROFIL RÉEL VERSUS PRÉVU

4.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[170] Énergir mentionne que le besoin annuel d'un client à profil saisonnier fluctue habituellement en fonction de la température observée. Plus l'hiver est chaud, moins ce client consomme, alors que l'inverse se produit en hiver froid.

[171] Cependant, peu importe la consommation réelle, le besoin de pointe du client est toujours basé sur son potentiel de consommation pour la température de pointe atteinte lors d'un hiver froid, afin d'assurer sa sécurité d'approvisionnement.

[172] Comme la température observée ne correspond pas à celle prévue lors du dossier tarifaire, et pour que la causalité des coûts soit la plus exacte possible, le Distributeur soumet qu'il convient d'utiliser le profil de consommation réel pour calculer le profil de consommation stable équivalent. Dans le cas contraire, des coûts seraient alloués selon le profil de consommation erroné (stable versus saisonnier), selon que l'hiver soit plus froid ou plus chaud que la normale prévue.

[173] En réponse aux DDR d'Elenchus à propos de l'allocation des coûts en fonction du profil réel et selon la demande prévue, Énergir rappelle que la causalité des coûts d'approvisionnement est directement reliée à la demande de pointe de la clientèle⁸⁸.

[174] Également, Énergir rappelle qu'à chaque hiver, elle évalue ses besoins de pointe pour les quatre années tarifaires à venir. À l'aide de cette évaluation, elle détermine le portefeuille d'outils requis. Lors de cette évaluation, aucun achat n'est spécifiquement ciblé pour satisfaire à un besoin de « transport ».

[175] Lorsque la demande de pointe demeure constante, la variation de la demande totale n'entraîne qu'une faible variation des coûts totaux. Ainsi, au niveau de la causalité des coûts, l'ensemble des coûts d'approvisionnement liés au transport et à l'entreposage pourraient être subdivisés selon l'utilisation projetée de chaque type de clientèle (clientèle stable et clientèle saisonnière) en fonction du besoin de la journée de pointe. Toutefois, cette subdivision comporte deux lacunes :

- Les coûts d'approvisionnement ne seraient pas séparés en deux services distincts (transport et équilibrage). Un client qui voudrait fournir son propre service de transport devrait alors être crédité de l'équivalent du coût du transport.
- Les clients qui ne sont pas présents à la pointe (présents seulement l'été) profiteraient d'un service gratuit, à moins d'établir un coût minimal unitaire.

[176] Énergir mentionne que la division des coûts d'approvisionnement entre les services de transport et d'équilibrage n'intervient pas dans la planification des outils d'approvisionnement, mais répond plutôt à un besoin tarifaire.

[177] Également, le Distributeur explique que les coûts du service de transport sont alloués selon les volumes consommés, sans égard au profil de consommation. Il soumet qu'en l'absence d'un ajustement selon les données réelles à un moment ou un autre, l'allocation spécifique en fonction des contrats prévus pour chacun ne peut être atteinte sur plusieurs années.

⁸⁸ Pièce [B-0589](#), p. 1 à 7, R-1.1 à R-1.3.

[178] Au contraire, si les coûts d'approvisionnement étaient alloués spécifiquement à la clientèle en fonction de son profil de consommation, le Distributeur mentionne que tous les coûts pourraient être alloués selon les données prévisionnelles. Or, cela n'est pas possible, dans la mesure où une distinction doit être faite entre les services de transport et d'équilibrage, afin de correspondre au besoin tarifaire.

[179] Au moment de la fonctionnalisation des coûts au dossier tarifaire, les températures de l'hiver suivant sont inconnues. Ainsi, le Distributeur utilise le volume planifié dans le plan d'approvisionnement en fonction d'un hiver « normal ». Toutefois, comme relaté plus amplement dans la section 9.1.3 de la présente décision, les revenus constatés au service de transport en fin d'année reflètent le profil saisonnier de la clientèle, par rapport aux coûts, qui reflètent un profil de consommation uniforme. Pour corriger ce déséquilibre, Énergir propose d'ajuster les revenus de transport en fonction du volume de normalisation constaté au service de distribution. La contrepartie serait fonctionnalisée à l'équilibrage saisonnier. Ceci permet de redresser l'écart relatif à la température constaté dans le service de transport, pour l'inclure ultérieurement dans les tarifs du service qui tient compte du profil spécifique de consommation. Énergir soumet que cet ajustement permet d'assurer le maintien à long terme de la causalité des coûts issue de la planification des approvisionnements gaziers pour les outils de transport et d'entreposage.

[180] Le Distributeur ajoute qu'au moment du dégroupement des tarifs, il s'approvisionnait principalement à AECO/Empress. L'allocation au service de transport correspondait au service FTLH et aux achats effectués directement à Dawn. La capacité de ces outils était à peu près équivalente à la demande moyenne de la clientèle. En cours d'année, le Distributeur pouvait vendre des outils de transport ou ajuster ses achats à Dawn en fonction de la variation de la demande moyenne. Au rapport annuel, les coûts nets des ventes des outils de transport étaient fonctionnalisés à l'équilibrage. Le Distributeur soumet que sa proposition permet de retrouver un équilibre semblable en fonction du nouveau contexte d'approvisionnement à Dawn.

[181] Par ailleurs, le Distributeur mentionne que la méthode actuelle de calcul des coûts saisonniers de la fourniture transférés vers l'équilibrage appliquée au rapport annuel (relatée à la section 8.1 de la présente décision) tient déjà compte du profil de consommation réel de la clientèle. Pour cette raison, il estime qu'il est logique d'appliquer le même raisonnement et de tenir compte du profil de consommation réel de la clientèle pour

effectuer un transfert de revenus entre le transport et l'équilibrage, avant l'établissement des trop-perçus et manques à gagner⁸⁹.

4.2 POSITION D'ELENCHUS

[182] Dans le Rapport, Elenchus commente la proposition d'Énergir de tenir compte des coûts liés à la fourniture, au transport et à l'entreposage du gaz qui se révéleront supérieurs aux besoins réels, déterminés sur une base rétrospective comme étant des coûts échoués⁹⁰.

[183] L'expert estime que ce concept de coûts échoués est inapproprié dans le cadre de l'allocation des coûts. En effet, tous les coûts d'approvisionnement en gaz qui sont réellement engagés résultent d'engagements qui sont pris de façon prospective, dans le cadre du plan optimisé d'approvisionnement. La prévision de la demande utilisée dans ce plan tient compte de toutes les incertitudes qui causent les coûts qui seront encourus.

[184] Il estime qu'à moins que le plan d'approvisionnement ne soit optimal sur une base prévisionnelle, il ne peut y avoir des coûts échoués qui étaient non reliés de manière causale à la prévision de la demande.

[185] Pour cette raison, tous les coûts, incluant les besoins de la demande moyenne et de la pointe utilisée à titre de facteurs d'allocation, devraient correspondre à la demande prévisionnelle, qui a servi de base au plan d'approvisionnement d'Énergir.

4.3 POSITION DE L'ACIG

[186] L'ACIG est d'avis que la décision D-2014-064⁹¹ relative à la fonctionnalisation des coûts de transport sur une base prévisionnelle demeure applicable au présent dossier et doit être maintenue.

⁸⁹ Pièce [B-0658](#), p. 42, R-7.2.

⁹⁰ Pièce [A-0219](#), p. 66.

⁹¹ Dossier R-3837-2013 Phase 2, décision [D-2014-064](#).

[187] De plus, l'intervenante soumet que le cadre conceptuel proposé est censé refléter au mieux la causalité des coûts. Or, selon elle, la modification de l'ordonnancement des contrats de transport au rapport annuel reviendrait à modifier les paramètres de la demande moyenne, laquelle est établie de manière prévisionnelle, et rendrait impossible de constater les trop-perçus et les manques à gagner. Ainsi, les coûts pourraient être transférés d'une fonction à une autre, d'une façon quasi discrétionnaire par Énergir. L'allocation des coûts qui en résulterait serait faussée et, de ce fait, l'objet du cadre conceptuel inopérant.

[188] L'ACIG recommande donc à la Régie de rejeter la proposition d'Énergir à l'effet qu'un nouvel ordonnancement au rapport annuel est nécessaire en raison des principes de causalité des coûts, d'équité entre les clients et de cohérence décisionnelle⁹².

4.4 POSITION DE LA FCEI

[189] Dans sa plaidoirie, la FCEI rappelle que la décision D-2014-064 prenait en compte ses préoccupations exprimées dans le cadre de la phase 2 du dossier R-3837-2013⁹³. Or, l'intervenante note que la proposition d'Énergir au présent dossier est différente de celle sur laquelle la Régie s'est prononcée en 2013, puisque les ajustements proposés au rapport annuel ne s'appliquent qu'aux volumes de normalisation et non plus à l'ensemble des variations de volumes. Elle soumet que ces ajustements au rapport annuel permettent de capter les effets positifs de la méthode proposée en 2013, tout en évitant ses écueils.

4.5 OPINION DE LA RÉGIE

[190] La Régie retient de la preuve d'Énergir que la planification des outils d'approvisionnement est un processus distinct et indépendant de la fonctionnalisation des coûts d'approvisionnement. La planification des outils d'approvisionnement répond à un besoin opérationnel, alors que la fonctionnalisation répond à un besoin tarifaire.

⁹² Pièce [C-ACIG-0151](#), p. 1, 2 et 4, par. 1 à 4 et 17.

⁹³ Pièce [A-0325](#), p. 113 référant à la pièce [C-FCEI-0010](#) du dossier R-3837-2013 Phase 2.

[191] Également, elle note que les tarifs de transport et d'équilibrage établis à l'aide des données soumises au dossier tarifaire sont optimaux dans le sens qu'ils respectent le principe de la demande moyenne et de l'excédent.

[192] Cependant, la Régie tient à émettre quelques nuances par rapport à certaines représentations d'Énergir à l'effet qu'au rapport annuel, l'ajustement des revenus entre les services de transport et d'équilibrage permettrait d'assurer le maintien à long terme de la causalité des coûts issue de la planification des approvisionnements gaziers pour les outils de transport et d'entreposage.

[193] Comme le note Énergir, les températures hivernales sont imprévisibles et il existe des hivers plus doux et plus froids que ceux prévus aux dossiers tarifaires. L'ajustement au rapport annuel basé sur la normalisation des volumes du service de distribution permet d'augmenter les revenus du service de transport lorsque l'hiver est plus chaud que celui prévu au dossier tarifaire et de les réduire lorsque l'hiver est plus froid. En outre, des ajustements inverses, soit en hausse lors des hivers chauds et en baisse lors des hivers froids, sont appliqués aux revenus d'équilibrage. Il s'agit donc de déterminer les revenus du service de transport au rapport annuel sur la base d'un hiver normal et d'imputer au service d'équilibrage l'écart de revenus découlant d'un hiver plus chaud ou plus froid que l'hiver normal prévu au dossier tarifaire.

[194] Dans le temps, du fait que les températures hivernales fluctuent aléatoirement, ces ajustements aux revenus de transport et d'équilibrage peuvent avoir tendance à se compenser, comme le démontre l'échantillon déposé en preuve par Énergir⁹⁴.

[195] Ainsi, en l'absence d'ajustement basé sur la normalisation des volumes de distribution, les trop-perçus et les manques à gagner attribuables à la température et incorrectement alloués au service de transport ou d'équilibrage se compenseraient dans le temps. Toutefois, l'ajustement au rapport annuel, tel que proposé par Énergir, permet de rapprocher le moment où ils sont constatés avec les utilisateurs visés.

⁹⁴ Pièce [B-0658](#), p. 45 et 46, R-7.4.

[196] Par ailleurs, dans le contexte de la décision D-2014-064, une diminution de la demande réelle par rapport à la prévision due à un aléa économique avait comme effet, aux termes de la modification proposée, de fonctionnaliser au rapport annuel des outils d'approvisionnement à l'équilibrage plutôt qu'au transport. Ainsi, les clients du service d'équilibrage étaient désavantagés, car ils se voyaient allouer les coûts des unités non utilisées en raison d'une diminution de la demande réelle. Pourtant, ces capacités initialement prévues au dossier tarifaire, mais non utilisées au réel, n'étaient pas destinées à l'équilibrage⁹⁵.

[197] La Régie est d'avis que la méthode proposée par Énergir au présent dossier et explicitée à la section 9.1.1 de la présente décision permet d'éviter une telle situation. En effet, cette dernière méthode, lorsqu'elle est utilisée, fait en sorte que des capacités de transport initialement fonctionnalisées au service d'équilibrage au dossier tarifaire seraient fonctionnalisées au transport au rapport annuel, au lieu d'être maintenues à l'équilibrage lorsque la demande réelle est plus élevée qu'anticipée et que cette augmentation entraîne des achats d'outils d'approvisionnement avant l'hiver⁹⁶. **La Régie juge que cette méthode reflète mieux la causalité des coûts et permet d'établir avec plus de précision les tarifs de ces deux services.**

[198] Par ailleurs, s'il advenait une diminution de la demande prévue lors de la révision 0/12 (soit au début de l'année financière) due à un aléa économique et que cette diminution entraînait la cession d'outils d'approvisionnement avant l'hiver, la mise à jour des outils du plan d'approvisionnement en début d'année, combinée à la mise à jour des coûts réels en fin d'année, ferait en sorte que les capacités de transport fonctionnalisées à ce service au dossier tarifaire seraient fonctionnalisées dans la catégorie « Coûts d'approvisionnement non requis pour satisfaire aux besoins de la clientèle pour l'année en cours »⁹⁷ plutôt qu'au service de transport.

[199] Considérant que selon la méthode proposée, les coûts de cette dernière catégorie sont alloués selon les volumes distribués⁹⁸, la Régie estime qu'il s'agit d'une allocation appropriée. En effet, en l'absence de cette fonctionnalisation proposée par Énergir, ces coûts seraient alloués aux clients du service de transport, créant une iniquité et faussant l'établissement du tarif de ce service.

⁹⁵ Dossier R-3837-2013 Phase 2, décision [D-2014-064](#), p. 37, par. 165.

⁹⁶ Pièce [B-0658](#), p. 44 et 46, R-7.4.

⁹⁷ Étape 4 de la méthode des tiers relatée à la section 6.5 de la présente décision.

⁹⁸ Pièce [B-0639](#), p. 133 et 134.

[200] En ce qui a trait aux motifs avancés par l'ACIG à l'appui de sa recommandation de rejeter la méthode proposée par Énergir pour la fonctionnalisation des écarts de fin d'année relatifs aux coûts d'approvisionnement, la Régie ne les retient pas, en ce que la preuve déposée à leur soutien n'est pas probante et convaincante.

5. COÛTS ENGENDRÉS PAR LA CLIENTÈLE QUI ACHÈTE SA PROPRE FOURNITURE ET QUI NE LIVRE PAS DE FAÇON UNIFORME

[201] La présente section se divise en deux sous-sections. La première est en lien avec la preuve d'Énergir sur la section 2.2.6 de la pièce B-0639 portant sur la démonstration, à l'aide d'exemples théoriques, que les coûts encourus par les clients en achat direct qui livrent hors franchise, mais pas d'une façon uniforme, correspondent uniquement aux coûts de l'achat et de la revente du gaz naturel pour combler les écarts de livraison. Énergir soumet que, contrairement aux coûts encourus par les clients qui livrent en franchise, les coûts liés à ces écarts de livraison excluent ceux des outils de transport⁹⁹. La seconde sous-section porte sur les réponses d'Énergir aux questions de la Régie sur le fonctionnement pratique des livraisons des clients en achat direct.

5.1 POSITION D'ÉNERGIR

A) *Coûts générés par des profils de livraison non uniformes*

[202] Énergir mentionne que la clientèle qui achète sa propre fourniture entraîne des coûts différents, selon qu'elle livre en fonction d'un profil uniforme ou non. Un client dont la livraison de fourniture se conforme à son profil de consommation (*deliver and burn*) ne cause pas de coût excédentaire de fourniture, peu importe son profil de consommation.

[203] Par contre, lorsque le client livre la fourniture selon un profil de livraison uniforme, il occasionne les mêmes coûts saisonniers que la clientèle utilisant le service de fourniture du Distributeur.

⁹⁹ Pièce [B-0639](#), p. 62 à 70.

[204] Également, Énergir soumet que les coûts engendrés par la clientèle qui achète sa propre fourniture et qui ne livre pas de façon uniforme ne sont pas les mêmes selon le point de livraison convenu.

[205] Plus précisément, la règle actuelle prévoit que les clients qui fournissent leur propre service de fourniture ont un profil de livraison uniforme, c'est-à-dire qu'ils livrent quotidiennement au point de livraison convenu une quantité égale à 1/365^e de leur consommation annuelle prévue.

[206] Autrement dit, le profil des livraisons prévues est uniforme. Toutefois, les *Conditions de service et Tarif* comprennent des modalités, soit la transposition des volumes¹⁰⁰, qui permettent à un client de livrer quotidiennement ce qu'il consomme. Ces modalités ont été introduites lors du dégroupement des tarifs, afin de permettre aux clients qui livrent quotidiennement selon leur profil de consommation de ne pas avoir à assumer les frais du service d'équilibrage.

[207] Énergir estime qu'il convient de continuer à permettre aux clients qui livrent leur fourniture en franchise de bénéficier de la transposition des volumes. Dans cette situation, à l'aide d'exemples théoriques, elle montre qu'une unité de moins livrée en période de pointe a la même incidence sur les coûts qu'une unité de plus consommée en période de pointe.

[208] Toujours à l'aide d'exemples théoriques, le Distributeur explique, par contre, que lorsque les clients livrent leur fourniture hors franchise, la modification de leur profil de livraison n'a pas le même impact sur les coûts que s'ils modifient leur profil de consommation.

[209] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir détaille les calculs théoriques présentés dans sa preuve¹⁰¹. Elle mentionne qu'un client en achat direct qui livre sa fourniture hors franchise, selon un profil non uniforme, ne génère aucun coût de transport au détriment du reste de la clientèle. En effet, Énergir contracte le transport en amont pour l'année, selon la demande maximale de sa clientèle, pour laquelle elle achemine la fourniture en franchise. Ainsi, aucune capacité additionnelle de transport n'est requise. La clientèle d'Énergir

¹⁰⁰ [Conditions de service et Tarif](#) en vigueur au 1^{er} décembre 2019, p. 53, article 13.1.4.

¹⁰¹ Pièce [B-0658](#), p. 11 à 18, R-1.12 à R-1.14 et p. 21 et 22, R-1.16.

encourt seulement les coûts reliés à la saisonnalité du prix de fourniture causés par l'achat ou la revente de celle-ci lorsque le profil de livraison de ce client n'est pas uniforme.

[210] Pour cette raison, pour les clients en achat direct qui livrent hors franchise, le Distributeur propose, dans le volet 2 du présent dossier, de récupérer les coûts des déviations au profil de livraison uniforme en appliquant des frais d'ajustement au lieu d'utiliser la transposition des volumes¹⁰².

[211] Par ailleurs, le Distributeur mentionne que la version originale de sa preuve additionnelle déposée en janvier 2017¹⁰³ en suivi de la décision D-2016-126¹⁰⁴, soit l'analyse relative à l'impact des livraisons de gaz naturel de la clientèle en achat direct, peut être consultée au besoin. Il ajoute que les concepts qui y sont analysés demeurent inchangés et que sa proposition ne comprend pas l'intégration des livraisons non uniformes des clients en achat direct.

B) *Livraisons des clients en achat direct*

[212] En réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur fournit des renseignements sur le fonctionnement des livraisons des clients en achat direct¹⁰⁵ :

- modalités de livraison des clients en achat direct selon le type d'entente (clients qui livrent hors franchise, ceux qui livrent en franchise et ceux qui conviennent d'une entente à prix fixe);
- plusieurs données relatives aux clients, aux quantités livrées, aux modifications de volume journalier contractuel (VJC) et aux déséquilibres volumétriques;
- explications relatives aux modifications de VJC et aux déséquilibres volumétriques;
- explications sur la gestion des achats de gaz naturel en cas de modifications de VJC et déséquilibres volumétriques.

¹⁰² Pièce [B-0658](#), p. 21, note de bas de page n° 1.

¹⁰³ Pièce [B-0188](#).

¹⁰⁴ Décision [D-2016-126](#), p. 19, par. 72.

¹⁰⁵ Pièces [B-0658](#), p. 2 à 10, R-1.1 à R-1.11 et p. 18 à 21, R-1.15, [B-0634](#), p. 4 à 6, 9 et 10, R-1.1 à R-1.4, R-1.6 et R-1.7, et [B-0633](#), p. 4 à 11, R-1.1 à R-1.9.

[213] Les clients qui fournissent leur propre service de fourniture et ceux qui conviennent d'une entente à prix fixe sont tenus de livrer quotidiennement, à un point de livraison convenu, une quantité égale à leur consommation annuelle divisée par le nombre de jours dans l'année.

[214] Le tableau suivant résume les diverses combinaisons possibles pour les clients qui n'achètent pas du Distributeur le gaz naturel qu'ils retirent à leurs installations.

TABLEAU 1
DIFFÉRENTES COMBINAISONS POUR LES CLIENTS EN ACHAT DIRECT

Service de transport	Point de livraison convenu	Fourniture
Le client fournit son propre service de transport	Franchise (Énergir EDA / Énergir NDA)	<ul style="list-style-type: none"> • Avec transfert de propriété • Sans transfert de propriété
Le client choisit le service de transport du Distributeur	Hors franchise (Union – Dawn)	<ul style="list-style-type: none"> • Avec transfert de propriété • Sans transfert de propriété
Le client convient d'une entente de gaz naturel à prix fixe	Hors franchise (Union – Dawn)	Les fournisseurs de ces clients sont responsables des livraisons de gaz, des déséquilibres et des règlements financiers de leurs clients

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0658](#), p. 2 et 3, R-1.1.

[215] Le Distributeur précise que les clients qui conviennent d'une entente de gaz naturel à prix fixe ne sont pas considérés comme des clients en achat direct. Selon les *Conditions de service et Tarif*, contrairement aux clients en achat direct, les contrats prévoient que les fournisseurs de ces clients sont responsables des livraisons de gaz naturel, des déséquilibres et des règlements financiers de leurs clients. Les fournisseurs de ces clients doivent livrer le gaz naturel au point Union-Dawn situé dans le sud de l'Ontario. Il ajoute qu'aux fins du présent dossier, ils sont considérés comme étant semblables à des clients en achat direct, puisque les règles d'approvisionnement applicables aux fournisseurs des clients à prix fixe sont les mêmes que celles applicables aux clients en achat direct.

[216] Le tableau suivant montre le nombre de clients ainsi que leurs livraisons annuelles depuis l'année tarifaire 2016-2017. En 2018, la clientèle en achat direct représente plus de 60 % des volumes distribués par Énergir¹⁰⁶.

TABEAU 2
NOMBRE DE CLIENTS EN ACHAT DIRECT ET AVEC ENTENTE À PRIX FIXE ET LIVRAISONS
AU 30 SEPTEMBRE DE CHAQUE ANNÉE (2020-2021 = 31 JANVIER 2021)

	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
Nombre de clients					
AD livraisons en franchise	11	10	9	9	2
AD livraisons hors franchise	2 300	1 538	1 916	1 935	3 215
Clients avec entente à prix fixe	6 674	6 388	5 315	5 206	4 049
Livraisons en 10⁶m³					
Au 30 septembre de chaque année (2020-2021 = 31 janvier 2021)					
AD livraisons en franchise	78	53	51	51	16
AD livraisons hors franchise	3 477	3 572	3 484	3 350	1 126
Clients avec entente à prix fixe	222	215	210	214	66

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0658](#), p. 4 et 5, R-1.2 et R-1.4.

[217] Les contrats en achat direct et à prix fixe n'ont pas tous les mêmes dates de début et de fin. Donc, ces dates ne correspondent pas nécessairement avec celles de l'année tarifaire d'Énergir. De plus, le volume annuel projeté d'un client varie d'une année contractuelle à l'autre en fonction de la projection de consommation annuelle de ce client sur sa période contractuelle. Ainsi, même si individuellement chaque client respectait la livraison uniforme sur sa période contractuelle, la livraison globale de l'ensemble des clients en achat direct et à prix fixe varierait mensuellement.

[218] Par ailleurs, à chaque mois, de nouveaux clients contractent le service en achat direct ou à prix fixe et d'autres y mettent fin. Les raisons peuvent être liées à une migration vers le gaz de réseau ou tout simplement à une ouverture ou une fermeture de compte.

¹⁰⁶ Pièce [B-0188](#), p. 10.

[219] Ainsi, d'un mois à l'autre, les livraisons des clients en achat direct et des fournisseurs de clients à prix fixe varient. L'ampleur de cette variation est le résultat net des livraisons à la hausse et à la baisse. Toutefois, Énergir estime qu'il est rare de voir des variations nettes qui ont des impacts significatifs sur les coûts.

[220] Les variations sont compensées de deux façons par les opérations au quotidien, soit par une augmentation ou une diminution des achats de gaz d'Énergir, soit par une augmentation ou une diminution des injections ou des retraits de gaz en entreposage à Dawn. Énergir ajoute que d'autres facteurs, non reliés aux modifications des VJC, peuvent influencer les achats quotidiens de fourniture, de même que les injections ou retraits de gaz en entreposage à Dawn.

[221] Le Distributeur indique qu'aucune modification des VJC n'est incluse au plan d'approvisionnement soumis au dossier tarifaire. De plus, comme les contrats ne peuvent débiter en hiver, sauf exception, l'échelonnement des dates d'échéance n'entraîne aucun impact sur les coûts prévus au dossier tarifaire.

[222] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir indique qu'en 2018-2019, 97 %¹⁰⁷ des contrats en achat direct avaient une durée d'un an¹⁰⁸. Les autres contrats avaient une échéance inférieure ou supérieure à 12 mois. Elle estime que la plupart du temps, il s'agit de clients qui mettent fin prématurément à un contrat d'achat direct, soit pour consommer du gaz de réseau ou parce qu'ils ont fermé leur compte. Ainsi, même si au départ certains contrats ont une durée prévue de 12 mois, ils sont écourtés pour diverses raisons¹⁰⁹.

[223] Également, Énergir mentionne qu'elle gère certains contrats à titre d'exception et au cas par cas. La plupart des cas d'exception sont accordés aux clients afin qu'ils puissent faire concorder la période contractuelle du contrat d'achat direct auprès d'Énergir avec la période contractuelle qu'ils ont auprès de leur fournisseur de gaz naturel.

[224] Le tableau suivant présente le nombre de clients qui ont modifié leur VJC durant l'année.

¹⁰⁷ $97\% = 1\,199 \div 1\,233$.

¹⁰⁸ Pièce [B-0633](#), p. 8, R-1.6.

¹⁰⁹ Pièce [B-0633](#), p. 8 et 9, R-1.7.

TABLEAU 3
NOMBRE DE CLIENTS QUI ONT MODIFIÉ LEUR VJC DURANT L'ANNÉE

	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
AD livraisons en franchise	0	1	8	9	0
AD livraisons hors franchise	2 424	1 533	1 073	911	524
Clients avec entente à prix fixe	3 185	1 771	1 518	1 379	857

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0658](#), p. 8, R-1.7.

[225] Le Distributeur mentionne qu'aucun client n'a modifié son VJC plus de cinq fois au cours d'une année. Il ajoute que les raisons qui peuvent mener à une demande de révision de VJC sont multiples. À titre d'exemple, il mentionne l'efficacité énergétique, la variation de production, l'installation de nouveaux équipements, un aléa de température, un écart de prévision de consommation, la fermeture ou l'ouverture de compte et le nombre de jours d'interruption différents de ceux anticipés au contrat.

[226] Énergir explique les modalités relatives aux modifications du VJC, notamment à l'égard des critères énoncés à l'article 11.2.3.2. des *Conditions de service et Tarif*¹¹⁰. Elle souligne que l'application des critères est la même, peu importe les raisons invoquées pour une modification du VJC.

[227] Le Distributeur ne détient pas de registre des refus de modifications de VJC pour cause d'impossibilité opérationnelle. Si de telles situations sont survenues, elles ont été très rares. En effet, il faudrait des circonstances exceptionnelles pour qu'il refuse une modification de VJC sur la base d'un tel critère. Comme le Distributeur effectue l'équilibrage de la clientèle et que seulement 50 % des achats de fourniture sont concrétisés à l'avance, des changements extrêmement importants de VJC seraient requis, avant même qu'un calcul relatif à l'impossibilité opérationnelle soit requis.

¹¹⁰ [Conditions de service et Tarif](#) en vigueur au 1^{er} décembre 2020, article 11.2.3.2.

[228] À l'égard du critère de rentabilité voulant que « *les révisions de VJC ne peuvent avoir lieu que s'il est rentable et opérationnellement possible pour le distributeur de les accepter* », le Distributeur présume que les ajustements tarifaires liés à la transposition des volumes¹¹¹ sont adéquats et permettent de le satisfaire.

[229] Enfin, le Distributeur refuserait une modification du VJC si, au terme de ce changement, le déséquilibre volumétrique anticipé se situerait au-delà de 5 %.

[230] Finalement, Énergir mentionne qu'un facteur additionnel pouvant modifier le profil des livraisons globales est que les clients en achat direct peuvent choisir de reporter les premiers 5 % de déséquilibre volumétrique au contrat suivant. De plus, elle effectue des calculs mensuels afin d'estimer le déséquilibre anticipé en fin de période contractuelle. Si ce déséquilibre anticipé dépasse 5 % du volume projeté de consommation, Énergir peut demander une révision du VJC afin de rééquilibrer le déséquilibre anticipé. Ainsi, cette variation du VJC vise à remettre à zéro l'écart entre le volume annuel projeté du client en début de contrat et le nouveau volume annuel projeté au moment du calcul du déséquilibre.

[231] Cependant, le Distributeur indique qu'un déséquilibre anticipé de plus de 5 % ne se traduit pas systématiquement par une révision de VJC. Lorsqu'il constate un tel déséquilibre anticipé, il n'intervient pas, car il estime que le déséquilibre peut se résorber de lui-même avec le passage du temps. Cette stratégie permet d'éviter des révisions de VJC qui non seulement pourraient s'avérer inutiles, mais provoqueraient également une nouvelle révision de VJC si le déséquilibre anticipé se résorbait.

Coûts liés aux déviations du profil de livraison uniforme lorsqu'un client modifie son volume journalier contractuel

[232] Énergir précise que le coût relié à la modification du VJC correspond à la différence du coût de fourniture selon l'achat d'un profil uniforme et de celui du profil après sa modification. Également, elle indique que ce coût est différent de celui relatif aux déséquilibres volumétriques¹¹².

¹¹¹ [Conditions de service et Tarif](#) en vigueur au 1^{er} décembre 2020, article 13.1.4.

¹¹² Pièce [B-0634](#), p. 5 et 6, R-1.3.

[233] Le coût relié à un déséquilibre volumétrique en fin d'année contractuelle est équivalent à l'excédent ou au déficit de livraison (par rapport à la consommation) à un coût de fourniture établi selon un profil de livraison uniforme. Pour tout écart inférieur à 5 %, Énergir permet également le report du solde de déséquilibre à l'année contractuelle suivante.

[234] Énergir souligne qu'elle propose deux règlements financiers distincts pour le traitement de la modification du VJC¹¹³ et des déséquilibres volumétriques¹¹⁴.

[235] De plus, Énergir rappelle qu'un client en achat direct qui livre hors franchise engendre des coûts d'équilibrage, tels que décrits dans le tableau suivant.

TABLEAU 4
COÛTS D'ÉQUILIBRAGE D'UN CLIENT EN ACHAT DIRECT

Profil de livraison et de consommation du client en achat direct		Source des coûts	
Livraison	Consommation	Consommation variable	Livraison variable
Uniforme	Stable	Non	Non
Non uniforme	Stable	Non	Oui*
Uniforme	Saisonnrière	Oui	Non
Non uniforme	Saisonnrière	Oui	Oui*

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0658](#), p. 19, R-1.15.

[236] Elle rappelle également que les coûts imputables au profil de consommation s'observent chez toute sa clientèle, qu'ils soient en achat direct ou non. Ainsi, Énergir soumet que les seuls coûts dont les clients en achat direct sont responsables proviennent de leurs livraisons non uniformes, c'est-à-dire à la suite d'une modification de leur VJC. La source de ces coûts est identifiée par une étoile dans le tableau 4 ci-dessus. Ils se déclinent en coûts de transport et de fourniture :

¹¹³ Pièce [B-0608](#), p. 34 à 38, section 3.5.5.

¹¹⁴ [Conditions de service et Tarif](#) en vigueur au 1^{er} décembre 2020, article 11.2.3.3.

Transport

Étant donné que les coûts de transport sont fixes et que les capacités de transport sont fermes et contractées en avance pour satisfaire la demande de toute la clientèle du service de transport d'Énergir, la modification des VJC des clients qui livrent hors franchise n'a aucune incidence sur les capacités additionnelles de transport.

Fourniture

Les coûts d'équilibrage supplémentaires découlent uniquement de l'achat ou de la revente de fourniture sur le marché dont le prix est variable, qui surviennent lorsque le VJC est modifié et qu'il y a déviation de la livraison uniforme exigée par Énergir.

[237] Le tableau suivant contient une estimation des coûts liés aux déviations au profil de livraison uniforme sur les coûts de la fourniture. Aux fins de l'estimation, Énergir a sélectionné un échantillon de clients ayant la même période contractuelle de 12 mois. Les coûts d'équilibrage attribuables à la livraison non uniforme correspondent à la somme des écarts entre les prix de fourniture sur le marché, selon une livraison uniforme et non uniforme de chacun des clients.

TABLEAU 5
COÛTS ESTIMÉS DÛS AUX MODIFICATIONS DU VJC

	Livraison réelle (1) GJ	Coût avec prix de fourniture uniforme (2) \$	Coût avec prix de fourniture non uniforme (3) \$	Écart de coût (4) = (3) – (2) \$
1 ^{er} nov. 2017 au 30 oct. 2018 1 332 contrats	134 582 046	484 519 701	483 991 154	- 528 547
1 ^{er} nov. 2018 au 30 oct. 2019 1 354 contrats	129 937 648	437 852 850	437 595 805	- 257 045
1 ^{er} nov. 2019 au 30 oct. 2020 1 475 contrats	126 576 102	301 093 933	301 169 768	75 835

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0658](#), p. 20, R-1.15.

[238] Le Distributeur soumet que les coûts liés aux déviations au profil de livraison uniforme sont plutôt négligeables et aléatoires pour les trois années témoins. Cela confirme que la livraison uniforme est un principe qui est respecté. De plus, les écarts peuvent varier dans un sens ou dans l'autre, en fonction de l'évolution des prix de la fourniture sur le marché et des moments où les changements de VJC ont lieu. Ils peuvent être négatifs lorsqu'une modification à la hausse du VJC survient durant une période où le prix de la fourniture sur le marché est plus élevé, généralement en hiver.

Coûts liés aux déséquilibres volumétriques

[239] Un déséquilibre volumétrique lié à la période contractuelle découle de l'écart entre les consommations et les livraisons totales d'un client, durant toute sa période contractuelle. Il est mesuré de la façon suivante :

- En fin de période contractuelle, le déséquilibre volumétrique est constaté, c'est-à-dire que la consommation totale réelle est comparée aux livraisons totales réelles du client sur l'ensemble de la période contractuelle qui vient de s'écouler.

Selon l'article 11.2.3.3.2 des *Conditions de service et Tarif*, le déséquilibre volumétrique d'un client qui aurait consommé, par exemple, 625 000 m³ et qui aurait livré la même quantité serait nul.

- Durant la période contractuelle, le déséquilibre est « anticipé », c'est-à-dire que le calcul du déséquilibre se fait à partir de la consommation et des livraisons totales prévues en fin de période contractuelle. Il s'appuie, en partie, sur des prévisions de consommation et de livraison pour les mois restants à la période contractuelle au moment où il est calculé.

Par exemple, si à la mi-période contractuelle un client a déjà consommé 625 000 m³ et qu'il est prévu qu'il consommera 0 m³ d'ici la fin de sa période contractuelle, son déséquilibre volumétrique sera également de zéro s'il est prévu qu'il continuera de livrer un total de 625 000 m³ sur sa période contractuelle.

[240] Par ailleurs, Énergir précise que le besoin d'équilibrage d'un client est lié à son profil de consommation non uniforme (exemple : profil chauffage). Le coût d'équilibrage, récupéré par le tarif au service d'équilibrage, bien qu'actuellement influencé par le profil de livraison pour les clients en achat direct, est distinct du déséquilibre volumétrique expliqué ci-dessus.

[241] La transposition des volumes modifie le profil de consommation utilisé dans le calcul du tarif d'équilibrage des clients en achat direct. Énergir soumet que cette mécanique modifie la répartition des revenus d'équilibrage entre les clients et génère de l'interfinancement entre eux, durant une même année tarifaire.

[242] En 2018-2019, 222 contrats affichaient des livraisons moyennes en été (juin à septembre 2019) excédant de 10 % les livraisons moyennes en hiver (novembre 2018 à février 2019). De ces contrats, 129 ont présenté un écart entre l'été et l'hiver excédant 20 %. Ce dénombrement exclut les petits contrats, soit ceux dont la nomination est inférieure à 8 GJ/j (soit environ la limite de 75 000 m³/j pour l'accès à l'équilibrage personnalisé) afin de ne pas biaiser les résultats¹¹⁵.

[243] Énergir mentionne qu'elle ne tient pas de registre des contacts qu'elle fait auprès de ses clients pour la gestion de leurs déséquilibres volumétriques. Toutefois, elle estime que les écarts de livraison entre l'été et l'hiver ne sont pas tous causés par des déséquilibres volumétriques.

Déséquilibres volumétriques quotidiens

[244] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir explique que les déséquilibres volumétriques quotidiens sont rares (2 à 3 clients par année et généralement pour quelques jours ou semaines seulement). Elle ajoute que les excédents de livraison ne sont pratiquement pas possibles en raison des règles de nomination sur le pipeline Enbridge Gas. Quant aux déficits de livraison, ils surviennent lorsqu'un fournisseur de gaz met subitement fin à l'approvisionnement en gaz naturel d'un client à Dawn¹¹⁶.

¹¹⁵ Pièce [B-0634](#), p. 10, R-1.7.

¹¹⁶ Pièce [B-0633](#), p. 4 et 5, R-1.1.

[245] Le Distributeur fournit des renseignements sur les déséquilibres volumétriques quotidiens pour les années tarifaires 2018-2019 et 2019-2020¹¹⁷. Il n'existe aucun excédent de livraison. Les déficits de livraison sont associés aux clients qui livrent hors franchise et sont survenus entre mai et août 2020, pour une quantité totale de 231 063 10³m³. Le total des montants facturés pour ces déficits de livraison se chiffre à 24 444 \$.

[246] En outre, un déséquilibre volumétrique quotidien survient lorsque la livraison réelle diffère du VJC pour une même journée. Cette situation, bien que rare, entraînerait l'application des modalités décrites à l'article 11.2.3.3.1 des *Conditions de service et Tarif*¹¹⁸ du service de fourniture¹¹⁹.

[247] Ainsi, la livraison non uniforme, jusqu'à concurrence du VJC, serait captée et réglée pour chaque journée en déséquilibre. En fin de période contractuelle, les effets de la livraison non uniforme liés au VJC sont actuellement captés au service d'équilibrage par la transposition des volumes ou, selon la proposition du Distributeur au présent dossier, par les frais d'ajustement qui servent à la remplacer.

[248] L'effet combiné de la facturation des déséquilibres volumétriques quotidiens et de la facturation en fin de période contractuelle des livraisons non uniformes entraîne une double facturation¹²⁰. À cet égard, l'article 11.2.3.3.1 des *Conditions de service et Tarif* prévoit ce qui suit :

« Nonobstant l'existence d'un déséquilibre volumétrique quotidien, le volume que le client s'est engagé à livrer, le VJC initial, demeure celui utilisé, le cas échéant, pour le calcul du déséquilibre volumétrique de la période contractuelle et pour la facturation du service d'équilibrage ».

¹¹⁷ Pièce [B-0633](#), p. 9 et 10, R-1.8.

¹¹⁸ *Conditions de service et Tarif* en vigueur au 1^{er} décembre 2020, p. 43, article 11.2.3.3.1.

¹¹⁹ Pièce [B-0633](#), p. 4 à 7, R-1.1 à R-1.4.

¹²⁰ Pièce [B-0633](#), p. 11, R-1.9.

[249] Par ailleurs, Énergir mentionne qu'il n'y a pas d'avantage pour les clients en achat direct d'avoir à assumer le paiement de frais ou recevoir le crédit pour leurs déficits ou leurs excédents de livraison quotidienne au lieu de voir leur VJC modifié¹²¹. En effet, ces derniers ne peuvent livrer au-delà de leur VJC et, lorsqu'ils livrent moins que leur VJC, le prix le plus élevé entre le prix du gaz de réseau et le prix du marché leur est facturé. De plus, Énergir pourrait contraindre un client qui se comporte délibérément de cette manière à terminer son contrat d'achat direct pour qu'il s'approvisionne en gaz de réseau¹²².

5.2 OPINION DE LA RÉGIE

[250] Dans sa décision D-2016-126, la Régie demandait au Distributeur de déposer une preuve additionnelle à propos, notamment, de l'importance des livraisons uniformes dans le plan d'approvisionnement¹²³.

[251] À cet égard, la Régie constate que la principale conclusion de la pièce B-0188¹²⁴ déposée en suivi de la décision précitée est à l'effet que des investissements importants seraient requis dans les systèmes de gestion des approvisionnements afin de permettre les livraisons non uniformes des clients en achat direct.

[252] Également, elle note que cette pièce contient des renseignements sur les clients en achat direct et sur la planification des approvisionnements. Cependant, la Régie constate que la question des clients en achat direct est complexe, comme le démontre le nombre de DDR qui ont été requises pour bonifier la compréhension de plusieurs sujets qui entourent cette question.

[253] **Ainsi, la Régie prend acte du dépôt de la pièce B-0188.** Elle note, par ailleurs, que d'autres sujets en lien avec cette question seront examinés dans le cadre du volet 2 du présent dossier. Elle note à cet égard qu'elle soumettra des précisions quant aux informations requises aux fins de l'examen de cette question, au moment opportun.

¹²¹ Pièce [B-0633](#), p. 8, R-1.5.

¹²² [Conditions de service et Tarif](#) en vigueur au 1^{er} décembre 2020, p. 45, article 11.2.3.5, alinéa 2.

¹²³ Décision [D-2016-126](#), p. 19, par. 72.

¹²⁴ Pièce [B-0188](#).

[254] Par ailleurs, la Régie constate que les réponses d'Énergir à ses DDR ont permis de bien comprendre les explications fournies à la section 2.2.6 de sa preuve. Également, elle note que ces explications n'ont pas été remises en question par les intervenants. **Ainsi, la Régie prend acte des explications fournies à la section 2.2.6 de la pièce B-0639, de même que des réponses d'Énergir aux questions 1.12 à 1.16 de sa DDR n° 2¹²⁵ et s'en déclare satisfaite.**

6. FONCTIONNALISATION ET CLASSIFICATION DES COÛTS PRÉVUS AU DOSSIER TARIFAIRE DÉCOULANT DE L'APPLICATION DE LA MÉTHODE DES TIERS

6.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR VISANT LA MISE EN ŒUVRE DU NOUVEAU CADRE CONCEPTUEL PAR LA MÉTHODE DES TIERS

[255] Énergir est d'avis que son examen sur la causalité des coûts d'approvisionnement corrobore les conclusions de la décision D-97-47, soit la pertinence d'utiliser la méthode de la moyenne et de l'excédent pour fonctionnaliser les coûts du transport et de l'équilibrage.

[256] Selon cette méthode, les coûts de transport sont fonctionnalisés selon la demande moyenne (CU de 100 %). En outre, la fonctionnalisation de l'excédent à la demande moyenne, peu importe sa nature (outil de transport ou d'équilibrage), détermine les coûts associés à l'équilibrage. À l'aide d'un exemple théorique, le témoin-expert d'Approvisionnements Montréal, Santé et Services sociaux démontrait que cette approche assure une allocation équitable des coûts entre les clients du service de transport et de l'équilibrage¹²⁶.

[257] Énergir rappelle que la fonctionnalisation actuelle des outils d'approvisionnement s'appuie sur l'ordonancement des outils. Elle mentionne qu'à l'origine, le modèle d'approvisionnement était plutôt simple et comportait un seul point d'approvisionnement et principalement un seul outil de transport. Elle soumet que ce modèle n'est plus adapté au contexte gazier contemporain. Elle ajoute que les fluctuations quotidiennes possibles du

¹²⁵ Pièce [B-0658](#), p. 11 à 22, R-1.12 à R-1.16.

¹²⁶ Pièce [B-0639](#), annexe 2.

coût variable des outils font en sorte que l'ordonnancement prévu au dossier tarifaire n'est pas nécessairement respecté lors des journées gazières.

[258] Également, le Distributeur estime que les outils ne sont pas achetés pour satisfaire à un service en particulier. En effet, l'acquisition d'outils additionnels se fait toujours en fonction de la demande totale, soit le cumul de la demande stable et de la demande saisonnière. Ces coûts devraient donc être traités globalement dès le départ, ce qui n'est pas le cas avec la méthode actuelle. Dans ce contexte, il a développé une nouvelle méthode visant à fonctionnaliser les coûts optimisés d'un plan d'approvisionnement global entre les différents éléments identifiés lors de l'examen de la causalité des coûts, exception faite des coûts des achats du gaz naturel.

[259] À la suite des recommandations de l'expert d'Elenchus, M. John Todd, la méthode des tiers est une nouvelle méthode de fonctionnalisation et classification des coûts prévus retenue par Énergir. Elle est donc différente de celle qu'Énergir avait initialement proposée dans le présent dossier. Dans sa preuve initiale¹²⁷, Énergir présentait la base d'un nouveau cadre conceptuel qui permettait de mieux refléter la réalité moderne d'approvisionnement, puisqu'il comporte des points d'approvisionnement et des types d'outils qui se diversifient, afin de diminuer les coûts totaux.

[260] Selon Énergir, la méthode des tiers permet de simplifier l'application du cadre conceptuel avancé dans la preuve initiale et le clarifier. Elle permet également de résoudre des enjeux liés aux coûts échoués et à la détermination du trop-perçu ou du manque à gagner du service de transport, lequel comporte, selon la méthode actuelle, une augmentation ou une réduction de coûts reliés au profil de consommation saisonnier. La méthode des tiers s'opère en quatre étapes, telle que présentée aux sections suivantes.

[261] Le point de départ de la méthode des tiers est un *Plan d'approvisionnement déposé*, puisqu'il constitue le plan optimal au moment du dépôt. En outre, tous les contrats en vigueur selon ce plan sont ceux considérés à chacune des étapes de la méthode, en ne retenant pour chacune d'elle que les contrats utiles pour satisfaire aux besoins identifiés.

¹²⁷ Pièce [B-0133](#).

[262] Aux fins des explications qui suivent, les coûts du *Plan d’approvisionnement déposé* sont notés par la lettre **A**. La méthode des tiers consiste à simuler des plans d’approvisionnement théoriques dont les coûts sont respectivement notés par les lettres **B** et **C** et à y ajouter les coûts pour répondre à la flexibilité opérationnelle, soit les coûts **D** :

- B** : Transport : les coûts du transport correspondent à ceux d’un plan théorique pour satisfaire aux besoins d’une demande stable annuelle ou, autrement dit, à la demande moyenne annuelle, en excluant les besoins de la flexibilité opérationnelle.
- C** : Demande totale : il s’agit des coûts d’un plan théorique pour satisfaire à l’ensemble des besoins de la clientèle, en excluant ceux de la flexibilité opérationnelle.
- D** : Flexibilité opérationnelle : ce sont les coûts des outils qui permettent de modifier les nominations pendant la journée gazière.

[263] À l’aide des coûts ainsi définis, Énergir propose la fonctionnalisation suivante des coûts du *Plan d’approvisionnement déposé* entre les services de transport, d’équilibrage et de flexibilité opérationnelle, de même qu’une catégorie appelée « Coûts d’approvisionnement non requis pour répondre aux besoins de la clientèle pour l’année en cours ».

Service	Coûts
Transport	B
Équilibrage	C - B
Flexibilité opérationnelle	D
Coûts d’approvisionnement non requis	$A - (C + D)$

[264] Les paragraphes qui suivent décrivent les étapes de la fonctionnalisation des quatre services mentionnés ci-dessus.

6.2 PREMIÈRE ÉTAPE : SERVICE DE TRANSPORT

[265] La fonctionnalisation des coûts du transport s'effectue en simulant un premier plan d'approvisionnement théorique. Ce plan permet de satisfaire à la demande annuelle moyenne pour un hiver normal. Dans ce plan, Énergir ne tient compte que des contrats de transport annuels, car elle soumet qu'ils sont les seuls à pouvoir satisfaire à la demande annuelle. Également, dans ce plan, les besoins de flexibilité opérationnelle ne sont pas pris en compte.

[266] Dans la méthode actuelle, lorsque les contrats de transport annuels en vigueur ne permettent pas de combler la demande moyenne annuelle, des outils ne pouvant desservir un besoin de transport annuel (par exemple, le site d'entreposage de Saint-Flavien) sont fonctionnalisés au service de transport pour combler la capacité manquante. Énergir mentionne que dans la méthode proposée, la capacité manquante serait comblée par les outils d'approvisionnement les moins chers, permettant de satisfaire à des besoins de transport annuel. Elle précise qu'il pourrait s'agir d'outils non inclus dans le *Plan d'approvisionnement déposé*¹²⁸. Énergir propose donc de procéder comme elle le fait en ce moment, lorsque des outils doivent être achetés pour satisfaire à un besoin, soit de sonder le marché pour connaître le coût de l'outil requis pour l'année visée.

[267] En réponse à une DDR de la Régie¹²⁹, Énergir indique qu'elle pourrait utiliser le coût moyen des outils détenus pouvant satisfaire à un besoin de transport pour déterminer la « valeur » des outils additionnels requis en se basant sur la prémisse que si la demande était vraiment uniforme, les capacités de transport mises sous contrat dans le passé auraient été plus grandes.

[268] Selon Énergir, l'avantage principal de l'utilisation d'un prix de marché pour combler l'écart est qu'il est fidèle à l'idée de « créer un plan d'approvisionnement » qui satisfait aux besoins de transport d'une demande moyenne uniforme. Par contre, l'inconvénient relié à cette approche est que les prix de marché, lorsque non concrétisés, peuvent être indicatifs seulement (et non pas contractuels). Il peuvent varier fortement entre fournisseurs ou dans le temps.

¹²⁸ Pièce [B-0658](#), p. 38 et 39, R-6.3.

¹²⁹ Pièce [B-0634](#), p. 29, R-5.2.

[269] L'avantage principal d'utiliser le coût moyen des outils détenus est qu'il sera plus stable au fil des années. L'inconvénient principal est que cette façon de faire s'éloigne de la conception d'un plan spécifique pour combler les besoins de transport d'une demande moyenne uniforme.

[270] Le Distributeur mentionne que l'entreposage à Dawn pourrait également être considéré dans ce premier plan d'approvisionnement théorique, dans la mesure où il détiendrait cette capacité d'entreposage dans le but de réduire les coûts annuels de la fourniture, aux fins de satisfaire à la demande moyenne. Cependant, il précise que les conditions économiques qui prévalent aujourd'hui sont défavorables à l'achat spécifique d'entreposage à cette fin. Puisque la contrainte du moindre coût n'est pas respectée, aucune capacité d'entreposage à Dawn n'est considérée au présent dossier, notamment pour les plans d'approvisionnement déposés dans les dossiers tarifaires 2019-2020 et 2020-2021, aux fins de la fonctionnalisation des coûts du transport.

[271] Également, il explique que ce plan ne tient pas compte des coûts de la fourniture, exception faite de l'utilisation potentielle de l'entreposage à Dawn décrite au paragraphe précédent. En effet, la méthode actuelle de fonctionnalisation des coûts de fourniture utilisée dans les dossiers tarifaires, soit l'application d'un prix annualisé selon un profil d'achat uniforme en cours d'année, représente déjà le principe de la demande moyenne.

[272] En outre, bien que les coûts de la fourniture soient estimés à ce moment, leurs fonctionnalisation, classification et tarification sont effectuées et mises à jour sur une base mensuelle. Ainsi, les coûts estimés de la fourniture au moment du dossier tarifaire ne fixent pas leur tarif. Par ailleurs, si les coûts de la fourniture étaient pris en compte dans la fonctionnalisation du transport, le total des coûts de ce plan d'approvisionnement théorique devrait alors être fonctionnalisé entre les services de fourniture et de transport. Pour ces raisons, le Distributeur soumet qu'il n'est pas opportun d'inclure la fourniture dans le calcul de la fonctionnalisation du transport.

[273] Par ailleurs, en réponse à une DDR du ROEE¹³⁰, Énergir mentionne que la fonctionnalisation des coûts est un exercice théorique qui vise à refléter la causalité sous-jacente à la stratégie d’approvisionnement. Cette stratégie ne tient pas compte de la fonctionnalisation et de la classification des coûts. Ainsi, la méthodologie de fonctionnalisation n’a pas d’impact sur le niveau des achats dans le territoire.

[274] Au niveau de la fonctionnalisation des coûts de transport, les réceptions en territoire seront toujours prioritaires. Ainsi, pour une demande moyenne donnée, l’augmentation des réceptions fera diminuer les outils fonctionnalisés aux fins des besoins de transport¹³¹.

6.2.1 ÉTABLISSEMENT DES COÛTS FONCTIONNALISÉS AU TRANSPORT (COÛTS B)

[275] Énergir estime qu’il est raisonnable de croire que, dans la mesure où les outils d’approvisionnement ont toujours été achetés pour combler une demande moyenne uniforme au cours des années, le portefeuille de contrats serait sensiblement le même, toutes proportions gardées. Seuls les achats dans le territoire et le transport fourni par les clients demeureraient au même niveau, puisque ceux-ci ne sont pas influencés pour le moment par la structure globale d’approvisionnement.

[276] Le tableau suivant présente le coût des outils de transport du plan d’approvisionnement déposé au dossier tarifaire 2019-2020, tel que fonctionnalisé par Énergir au service de transport, toutes proportions gardées.

¹³⁰ Pièce [B-0614](#), p. 3 et 4, R-1.1.

¹³¹ Pièce [B-0614](#), p. 3 et 4, R-1.1.

TABLEAU 6
ÉTAPE 1 - FONCTIONNALISATION ET CLASSIFICATION DES COÛTS DE TRANSPORT
PLAN D'APPROVISIONNEMENT DÉPOSÉ AU DOSSIER TARIFAIRE 2019-2020

Sources de transport annuel en vigueur Plan d'approvisionnement 2019-2020	Capacités 10 ³ m ³ /jour	Coût 000\$	Méthode des tiers - étape 1		
			10 ³ m ³ /jour		Coûts (000\$)
FTLH primaire (GMIT EDA et GMIT NDA)	2 243	9 190	1 774	79%	7 267
Achats dans le territoire	17	115	17	100%	115
Transport fourni par les clients	219	-	219	100%	-
FTSH (Dawn-GMIT EDA)	2 192	18 606	1 733	79%	14 713
Transport par échange (Dawn-GMIT)	2 875	23 501	2 274	79%	18 583
FTSH (Parkway-GMIT EDA & NDA)	13 174	113 518	10 418	79%	89 766
Capacités de transport annuel	20 720	164 930	16 434		130 444
Demande annuelle moyenne	16 434				
	79%				

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0601](#), p. 4.

[277] Les coûts incluent tous les coûts afférents aux outils de transport, soit les primes fixes et variables, le *fuel* ainsi que le différentiel de lieu sur les achats de gaz naturel à Empress, évalués selon un CU de 100 %.

[278] Pour l'année tarifaire 2020-2021, les coûts fonctionnalisés au service de transport pour satisfaire à la demande moyenne annuelle en hiver normal seraient établis, selon la méthode des tiers, à 162,1 M\$¹³².

6.3 DEUXIÈME ÉTAPE : ÉQUILIBRAGE SAISONNIER

[279] Aux fins de la fonctionnalisation des besoins de l'équilibrage saisonnier, Énergir simule un second plan d'approvisionnement théorique, afin d'évaluer le coût de l'approvisionnement de la demande excédentaire à la demande moyenne annuelle, en considérant que la demande ne fluctue pas en cours de journée.

¹³² Pièce [B-0639](#), p. 104, tableau 17.

[280] Ce deuxième plan intègre les outils du *Plan d'approvisionnement déposé* qui servent à satisfaire à la demande de pointe et à la demande de l'hiver extrême. Cependant, comme pour le transport, ce deuxième plan ne tient pas compte du contrat d'entreposage à Dawn car, dans les conditions économiques actuelles, la fonction première de ce contrat n'est pas la réduction des coûts de l'approvisionnement.

[281] Énergir ajoute également que ce deuxième plan n'intègre pas les outils contractés aux seules fins de la flexibilité opérationnelle. Ainsi, le contrat *Storage Transportation Service* (STS) entre Parkway et la franchise est inclus dans le second plan, mais la prime variable additionnelle qui lui est associée et qui s'applique aux seules fins de la flexibilité opérationnelle ne l'est pas¹³³.

[282] Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il serait théoriquement envisageable de fonctionnaliser les coûts excédentaires de fourniture prévus reliés au profil d'achat saisonnier à l'équilibrage saisonnier. Il rappelle qu'à l'époque, ces coûts étaient estimés *a priori* et inclus au dossier tarifaire. Toutefois, par sa décision D-2015-177¹³⁴, la Régie a mis fin à cette pratique, car les coûts estimés au dossier tarifaire et les coûts réels observés au rapport annuel étaient totalement différents. L'application d'une telle estimation au dossier tarifaire menait souvent à une augmentation des écarts de fin d'année, se traduisant par des fluctuations significatives au service d'équilibrage.

[283] Ainsi, depuis la décision D-2015-177, les coûts excédentaires de fourniture reliés à un profil d'achat réel saisonnier sont constatés en fin d'année seulement par un transfert des coûts de fourniture vers l'équilibrage. L'écart de coût réel se traduit par un manque à gagner au service d'équilibrage imputé dans un CFR dont l'amortissement est effectif dans le deuxième exercice financier subséquent. Selon la méthode des tiers, ce manque à gagner découlant des coûts de la saisonnalité inclus de la fourniture est ajouté dans les coûts de l'équilibrage saisonnier.

[284] Dans la proposition d'Énergir, la récupération de ce manque à gagner dans le deuxième exercice subséquent serait établie en fonction du CU¹³⁵.

¹³³ Pièce [B-0658](#), p. 33 et 34, R-4.1.

¹³⁴ Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-177](#), p. 11 à 29.

¹³⁵ Pièce [B-0658](#), p. 30, R-3.1.

6.3.1 ÉTABLISSEMENT DES COÛTS LIÉS AUX BESOINS SAISONNIERS (COÛTS C - B)

[285] En fonction des contrats inclus au *Plan d'approvisionnement déposé* au dossier tarifaire 2019-2020 et de l'optimisation prévue, les outils du plan d'approvisionnement qui permettraient de satisfaire à la demande de pointe sont présentés au tableau suivant.

TABLEAU 7
ÉTAPE 2 - FONCTIONNALISATION ET CLASSIFICATION DES COÛTS POUR
L'ÉQUILIBRAGE SAISONNIER
PLAN D'APPROVISIONNEMENT DÉPOSÉ AU DOSSIER TARIFAIRE 2019-2020

Sources Plan d'approvisionnement 2019-2020	Capacités 10 ³ m ³ /jour	Coûts (en 000\$)	
		Étape 1	Étape 2
FTLH primaire (GMIT EDA et GMIT NDA)	2 243	9 190	9 190
Achats dans le territoire	17	115	115
Transport fourni par les clients	219	-	-
FTSH (Dawn-GMIT EDA)	2 192	18 606	17 727
Transport par échange (Dawn-GMIT)	2 875	23 501	23 501
FTSH (Parkway-GMIT EDA & NDA)	13 174	113 518	109 426
Capacités de transport annuel	20 720	164 930	159 959
<i>Demande annuelle moyenne</i>	<i>16 434</i>	<i>130 444</i>	
STS (Parkway-GMIT EDA & NDA)	5 705		44 784
Transport par échange	21		193
Pointe-du-Lac	1 624		5 720
Saint-Flavien	1 543		12 870
Offre interrutable (super interrutable)	1 586		396
Service de pointe	-		-
Usine LSR (vaporisation)	5 835		7 411
Interruption de liquéfaction GM GNL	297		-
Revenus d'optimisation	-		-
Outils répondant à la demande saisonnière	37 332		231 333
Moins : coûts de transport selon la demande annuelle moyenne			(130 444)
Coûts d'équilibrage saisonnier¹	37 332		100 888

Note 1 : Excluant l'impôt et le rendement sur la base de tarification.

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0601](#), p. 4 et 5.

[286] Les coûts incluent tous les coûts afférents aux outils de transport (primes fixes et variables, *fuel* et différentiel de lieu sur les achats de gaz naturel à Empress). Toutefois, contrairement à l'étape 1, les coûts ne sont pas évalués selon un CU de 100 % puisque l'exercice consiste à déterminer le coût des outils répondant à la demande saisonnière.

[287] Pour l'année tarifaire 2020-2021, les coûts fonctionnalisés au service de l'équilibrage pour combler les besoins saisonniers seraient établis, selon la méthode des tiers, à 111,6 M\$¹³⁶.

[288] Par ailleurs, en réponse à une DDR de la Régie, Énergir présente les renseignements permettant de concilier les données utilisées au présent dossier aux fins des étapes 1 et 2 de la méthode des tiers avec les données présentées dans le dossier tarifaire 2021¹³⁷.

6.4 TROISIÈME ÉTAPE : FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE

[289] En ce qui a trait à la fonctionnalisation des coûts de la flexibilité opérationnelle, elle ne requiert pas un plan d'approvisionnement théorique mais se fait par l'identification des coûts additionnels à cette fin. Plus précisément, il s'agit du coût des outils requis, en sus des outils nécessaires pour desservir les besoins de transport et d'équilibrage saisonnier, pour satisfaire aux besoins reliés à la fluctuation au cours de la journée gazière.

[290] En fonction des outils qu'elle détient présentement, Énergir identifie des coûts potentiels de flexibilité opérationnelle au site d'entreposage à Dawn, au service de transport STS ainsi qu'aux pénalités (*Load Balancing Agreement (LBA)*). Également, il pourrait exister des coûts de flexibilité opérationnelle si elle convertissait des outils de transport au service *Short Haul Enhanced Market Balancing Service (SH-EMB)*¹³⁸.

[291] Le Distributeur mentionne que, présentement, son contrat d'entreposage à Dawn se limite à satisfaire à ses besoins de la flexibilité opérationnelle. Ainsi, il fonctionnalise tous les coûts reliés à cet entreposage à cette fin.

¹³⁶ Pièce [B-0639](#), p. 106, ligne 7.

¹³⁷ Pièce [B-0634](#), p. 31 à 33, R-6.1 à R-6.3 (pièce confidentielle B-0624).

¹³⁸ Pièce [B-0612](#), p. 4 et 5, R-1.1.

[292] En réponse aux DDR de la FCEI et du ROEE, Énergir mentionne qu'elle effectue à chaque année un appel d'offres pour combler des capacités d'injection et de retrait sur les fenêtres de nomination STS. Ainsi, il est possible qu'elle comble le besoin futur de flexibilité opérationnelle par un outil différent de l'entreposage à Dawn¹³⁹.

[293] Le contrat d'entreposage à Dawn permet également la réduction des coûts de la fourniture. À cet égard, le Distributeur mentionne que son coût net d'acquisition des outils pour satisfaire à la flexibilité opérationnelle doit en tenir compte. En effet, lorsqu'il optimise ses coûts d'approvisionnement, il compare ce coût net aux autres options pour combler ses besoins de flexibilité opérationnelle. Ainsi, le Distributeur est d'avis que la réduction des coûts de fourniture est indissociable du contrat à Dawn, lequel a été négocié uniquement pour les besoins de flexibilité opérationnelle¹⁴⁰.

[294] Énergir précise que si elle s'engageait dans un contrat d'entreposage à Dawn dans le but spécifique de réduire le coût de ses achats de fourniture, les coûts y afférents et les économies de fourniture qui en découleraient seraient alors fonctionnalisés soit en transport, soit en équilibrage plutôt qu'en flexibilité opérationnelle.

[295] Également, Énergir précise que la réduction des coûts est liée à la stratégie de réduction des coûts de la fourniture approuvée par la Régie dans sa décision D-2014-077¹⁴¹. Présentement, cette économie de coûts n'est pas calculée explicitement ni isolée puisqu'il n'y a pas de distinction entre l'entreposage saisonnier et la flexibilité opérationnelle. Cette économie est implicitement prise en compte dans les coûts de la fourniture aux fins du calcul des coûts de la saisonnalité à transférer vers l'équilibrage en fin d'année¹⁴².

[296] Cette réduction des coûts nouvellement prévus au dossier tarifaire résulte du différentiel de prix de la fourniture selon l'indice NGX Dawn entre le moment prévu des injections et des retraits. En réponse à une question de la Régie, le Distributeur confirme que la réduction des coûts peut être négative et qu'elle peut donner lieu à des coûts de la flexibilité opérationnelle supérieurs à ceux des coûts de l'entreposage à Dawn. Également, elle peut excéder les coûts de l'entreposage à Dawn et donner lieu à un effet net négatif sur la flexibilité opérationnelle¹⁴³.

¹³⁹ Pièces [B-0612](#), p. 5, R-1.2, et [B-0614](#), p. 6, R-1.6.

¹⁴⁰ Pièce [B-0658](#), p. 51, R-9.3 et p. 52 et 53, R-9.5 et R-9.6.

¹⁴¹ Pièce [B-0658](#), p. 50, R-9.1 et dossier R-3837-2013 Phase 3, décision [D-2014-077](#).

¹⁴² Pièce [B-0658](#), p. 51, R-9.2.

¹⁴³ Pièce [B-0658](#), p. 53 et 54, R-9.7.

[297] En ce qui a trait aux contrats de transport de type STS, ils servent également à satisfaire aux besoins saisonniers de la clientèle. Ainsi, seuls les coûts excédentaires aux coûts de base sont considérés pour la flexibilité opérationnelle. Dans le dossier tarifaire 2020-2021, aucun coût excédentaire relié à l'utilisation de ce type de contrat n'est prévu. En effet, Énergir génère des crédits dans ses opérations normales qui lui permettent d'éviter le surcoût du service STS.

[298] En réponse à une DDR de la FCEI, Énergir mentionne que dans les plans d'approvisionnement théoriques sans besoin de flexibilité opérationnelle, la capacité de transport STS pourrait être remplacée par de la capacité SH, car elle est requise en totalité. Ainsi, les coûts de la flexibilité opérationnelle correspondent à la différence entre ceux du service STS et ceux du transport SH¹⁴⁴.

[299] Énergir ajoute qu'il ne serait pas logique que des capacités de transport, qui sont avant tout achetées pour des besoins de transport et d'équilibrage, aient un coût fonctionnalisé à ces services qui soit inférieur au coût du transporteur pour le même outil, sans la flexibilité des fenêtres de nomination STS.

[300] En réponse à une DDR de la Régie à propos des représentations de la FCEI sur le caractère inéquitable de la fonctionnalisation proposée des coûts de la flexibilité opérationnelle, Énergir mentionne que la fonctionnalisation proposée ne peut être arbitraire¹⁴⁵.

[301] En effet, les outils d'approvisionnement possèdent une certaine flexibilité intrinsèque, comme les fenêtres de nomination en cours de journée. Toutefois, cette flexibilité inhérente aux outils n'en fait pas *de facto* des outils de flexibilité opérationnelle. Les outils de flexibilité opérationnelle sont les outils requis en surplus afin d'opérer le système d'approvisionnement à l'intérieur des marges de manœuvre et de la flexibilité intrinsèque des outils d'approvisionnement.

[302] Comme les outils d'approvisionnement possèdent une certaine flexibilité et que certains outils de flexibilité opérationnelle ne requièrent pas nécessairement du transport, le besoin de flexibilité opérationnelle se détermine après avoir contracté les outils de transport et d'entreposage.

¹⁴⁴ Pièce [B-0612](#), p. 5 et 6, R-1.3 et R-1.4.

¹⁴⁵ Pièce [B-0633](#), p. 22 à 24, R-4.1.

[303] Ainsi, l'évaluation des besoins de flexibilité opérationnelle et des coûts liés à ces besoins s'effectue après l'optimisation du plan d'approvisionnement pour satisfaire aux besoins de pointe et d'hiver extrême. À cette étape, comme tous les coûts sont optimisés pour satisfaire aux besoins de pointe et d'hiver extrême, tous les coûts et optimisations additionnels ne peuvent être causés que par les besoins spécifiques de flexibilité opérationnelle.

[304] À l'égard des économies relatives à l'utilisation du site d'entreposage à Dawn, Énergir indique que ce site sert spécifiquement aux besoins de flexibilité opérationnelle. Elle explique que ce site pourrait servir à d'autres fins d'optimisation si, à long terme, l'écart de prix de fourniture été-hiver à Dawn était plus élevé que le coût de la prime fixe d'entreposage.

[305] Comme le Distributeur ne prévoit pas qu'à long terme l'écart de prix de fourniture été-hiver à Dawn soit plus élevé que le coût de la prime fixe d'entreposage, il estime que ces écarts de prix sont liés aux besoins de la flexibilité opérationnelle et ainsi utilisés en réduction des coûts de ce service. Également, il soumet qu'il peut exister des écarts de prix ponctuels (dans l'horizon court terme) qui procurent des économies supérieures à celles anticipées à long terme ou des coûts plus élevés.

[306] Ainsi, selon Énergir, la proposition de la FCEI à l'égard du service de la flexibilité opérationnelle aurait pour effet d'en faire absorber les surcoûts et d'en partager les économies, lorsqu'elles sont supérieures à celles anticipées. Elle estime que ce mode de partage viendrait probablement hausser le coût moyen net de la prime fixe d'entreposage au service de flexibilité opérationnelle même si, à long terme, la moyenne des écarts de prix été-hiver était conforme à ses anticipations.

6.4.1 ÉTABLISSEMENT DES COÛTS LIÉS À LA FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE (COÛTS D)

[307] En fonction des contrats en vigueur pour les dossiers tarifaires 2019-2020 et 2020-2021 et des prix mensuels de fourniture prévus, Énergir établit comme suit les coûts prévus pour les outils satisfaisant aux besoins liés à la variation de la demande en cours de journée.

TABLEAU 8
ÉTAPE 3 - COÛTS PRÉVUS DE LA FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE AUX
DOSSIERS TARIFAIRES 2019-2020 ET 2020-2021

Outils d'approvisionnement prévus (en 000 \$)	Dossier tarifaire	
	2020	2021
Entreposage à Dawn	12 036	11 315
Réduction des coûts de fourniture	(10 299)	(5 200)
STS (Parkway-GMIT EDA & NDA)	-	-
Revenus d'optimisation	-	-
Coût de la flexibilité opérationnelle¹	1 737	6 115

Note 1 : Excluant l'impôt et le rendement sur la base de tarification.

Tableau établi à l'aide des pièces [B-0601](#), p. 5, et [B-0639](#), p. 108.

6.5 QUATRIÈME ÉTAPE : COÛTS D'APPROVISIONNEMENT NON REQUIS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS DE LA CLIENTÈLE POUR L'ANNÉE EN COURS

[308] La catégorie « Coûts d'approvisionnement non requis pour répondre aux besoins de la clientèle pour l'année en cours » se rapporte aux coûts du *Plan d'approvisionnement déposé* qui n'ont pas été fonctionnalisés aux étapes précédentes, soit aux fins des besoins de transport, de l'équilibrage saisonnier ou de la flexibilité opérationnelle.

[309] Le Distributeur mentionne qu'il peut s'agir de contrats d'approvisionnement en vigueur qui ne sont pas requis et qui ne peuvent être résiliés à court terme, même s'ils ne sont pas requis pour satisfaire les besoins de la clientèle (demande moyenne, demande saisonnière ou flexibilité opérationnelle). Ces coûts se rapporteraient normalement aux outils de transport excédentaires vendus à profit ou à perte comme des coûts échoués non reliés à la température¹⁴⁶.

¹⁴⁶ Se référer à la section 2.1.5 de la pièce [B-0639](#).

[310] En réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur explique que les coûts de l'équilibrage non requis peuvent être négatifs. Cette situation surviendrait si les revenus liés à la vente d'outils excédentaires étaient supérieurs à leurs coûts d'acquisition¹⁴⁷.

6.5.1 ÉTABLISSEMENT DES COÛTS D'ÉQUILIBRAGE NON REQUIS

[311] Lorsque les outils d'approvisionnement sous contrat sont inférieurs à la demande de pointe, comme c'était le cas pour les dossiers tarifaires 2018-2019 à 2020-2021, tous les coûts du *Plan d'approvisionnement déposé* seraient inclus aux étapes 1 à 3 décrites précédemment. Ainsi, aucun coût résiduel n'aurait alors été fonctionnalisé à l'étape 4.

[312] Pour le dossier tarifaire 2017-2018, un surplus d'outils était prévu entre le 1^{er} novembre 2017 et le 31 mars 2018. Le coût associé aux capacités de transport non requises était de 9,4 M\$ et les revenus prévus découlant de la vente *a priori* étaient de 21 M\$. Ainsi, le coût négatif de -11,6 M\$ représente dans les faits un gain découlant de la vente des surplus qui aurait été fonctionnalisée à l'étape 4¹⁴⁸.

6.6 ÉTABLISSEMENT DES FRAIS DE TRANSPORT ET D'ÉQUILIBRAGE À LA SUITE DE L'APPLICATION DE LA MÉTHODE DES TIERS ET COMPARAISON AVEC LA MÉTHODE ACTUELLE

[313] Afin d'établir les coûts de transport et d'équilibrage qui seront récupérés à même les tarifs facturés aux clients à travers les différents services, Énergir indique qu'il est nécessaire d'effectuer certains ajustements et d'ajouter d'autres éléments de coûts. Elle présente ces ajustements et éléments de coûts supplémentaires comme suit :

- calcul du coût de transport associé au gaz utilisé dans les opérations et au gaz perdu pour reclassement dans le service de distribution;
- calcul du coût de transport du gaz d'appoint concurrence (GAC) transporté par Énergir;

¹⁴⁷ Pièce [B-0658](#), p. 39, R-6.4.

¹⁴⁸ Pièce [B-0614](#), p. 7, R-1.7.

- ajout du coût annuel de Champion, afin qu'il soit entièrement fonctionnalisé au service de transport, en conformité avec la décision D-2020-047.

[314] Le tableau suivant compare les frais de transport et d'équilibrage établis selon la nouvelle méthode de fonctionnalisation proposée, incluant les ajustements et autres éléments de coûts additionnels, aux montants établis selon la méthode de l'ordonnancement des outils actuellement utilisée dans les dossiers tarifaires.

TABLEAU 9
PROPOSITION D'ÉNERGIR POUR LES FRAIS DE TRANSPORT ET D'ÉQUILIBRAGE
DOSSIERS TARIFAIRES 2019-2020 ET 2020-2021

Plan d'approvisionnement déposé Aux dossiers tarifaires 2020 et 2021	Transport 2020	Équilibrage 2020	Total 2020	Total 2021
Frais de transport et d'équilibre (en M\$)				
Selon la méthode des tiers, incluant ajustements et autres coûts	135,0	102,6	237,6	281,9
Selon la méthode d'ordonnancement des outils (actuelle)	128,3	122,1	250,5	274,6
Écart entre les deux méthodes de fonctionnalisation	6,6	(19,5)	(12,9)	7,3
Expliquée par :				
Économie des coûts de fourniture liée à la flexibilité opérationnelle		(10,3)	(10,3)	(5,2)
Impact sur le coût de service de l'abolition d'un CFR		(1,4)	(1,4)	12,7
Abolition du tarif d'ajustement d'inventaire	(1,6)		(1,6)	(0,6)
Intégration de l'offre interruptible		0,4	0,4	0,4
Par différence	8,2	(8,2)	-	-
Écart entre les deux méthodes de fonctionnalisation	6,6	(19,5)	(12,9)	7,3

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0634](#), p. 34 et 35, R-7.1 et R-7.2.

[315] Basés sur les données du dossier tarifaire 2019-2020, les frais de transport et d'équilibrage totaux sont moins élevés de 12,9 M\$ lorsqu'ils sont établis selon la méthode des tiers. Cette diminution s'explique principalement par l'ajout de l'économie des coûts de la fourniture liée à la flexibilité opérationnelle.

[316] En effet, tel que relaté à la section 6.4 de la présente décision, cette économie est nouvellement prévue au dossier tarifaire, considérant la distinction faite entre l'entreposage saisonnier et la flexibilité opérationnelle.

[317] Basés sur les données du dossier tarifaire 2020-2021, les frais de transport et d'équilibrage totaux sont plus élevés de 7,3 M\$ lorsqu'ils sont établis selon la méthode des tiers. Cette augmentation s'explique principalement par l'impact du changement de méthode comptable présenté à la section 7.1 de la présente décision, atténuée par l'ajout de l'économie des coûts de la fourniture liée à la flexibilité opérationnelle.

[318] Par ailleurs, le Distributeur souligne que la fonctionnalisation des coûts des outils entre les services, selon la méthode actuelle, varie d'une année à l'autre en fonction de l'ordonnancement prévu au dossier tarifaire. Il donne l'exemple du tronçon FTSH (Dawn – EDA) qui était fonctionnalisé à 100 % à l'équilibrage au dossier tarifaire 2019-2020 et à 100 % au transport au dossier tarifaire 2020-2021. En conséquence, l'application de la méthode proposée en comparaison avec la méthode actuelle peut générer des écarts plus ou moins importants d'une année à l'autre, compte tenu des changements dans l'ordonnancement des outils à la méthode actuelle.

[319] Énergir est d'avis que la méthode des tiers permet de respecter le principe de la demande moyenne et de l'excédent, dans le contexte d'aujourd'hui. Cette méthode est plus représentative d'une stratégie d'optimisation des coûts à long terme et peut s'adapter aux changements. Quant à la méthode d'ordonnancement actuelle, elle est plus représentative d'une stratégie d'optimisation à court terme, puisqu'elle représente les outils utilisés dans un certain ordre, sans égard à la raison qui a motivé l'achat de l'outil¹⁴⁹.

6.7 BASE DE TARIFICATION ET ÉTABLISSEMENT DU REVENU REQUIS

6.7.1 BASE DE TARIFICATION

[320] Dans la méthode de fonctionnalisation et classification actuelle, certains coûts saisonniers reliés à l'inventaire sont inclus dans la base de tarification du service de fourniture. Conséquemment, le prix de fourniture de gaz naturel est accompagné d'un ajustement pour tenir compte de la variation de la valeur des inventaires et des coûts reliés au maintien de ces inventaires.

¹⁴⁹ Pièce [B-0634](#), p. 25 et 26, R-4.1.

[321] Or, tel que relaté à la section 3.3 de la présente décision portant sur la causalité des coûts, Énergir démontre que les coûts d'inventaire sont reliés au besoin d'équilibrage de toute la clientèle, et non pas seulement au besoin des clients au service de fourniture du Distributeur.

[322] Conséquemment, Énergir propose de combiner les éléments qui composent actuellement la base de tarification du service de fourniture, soit l'encaisse règlementaire et les inventaires, à l'exception de l'entreposage à Dawn servant à satisfaire au besoin de flexibilité opérationnelle intra journalier, à ceux de la base de tarification du service d'équilibrage, dans la rubrique « Équilibrage saisonnier ».

[323] Cette nouvelle méthode de fonctionnalisation des coûts d'inventaire ferait en sorte qu'aucun coût relatif à l'impôt sur le revenu ou au rendement sur la base de tarification ne serait alloué en fourniture (le revenu net de fourniture deviendrait nul pour tous les clients)¹⁵⁰.

6.7.2 ÉTABLISSEMENT DU REVENU REQUIS POUR LES SERVICES DE FOURNITURE, DE TRANSPORT ET D'ÉQUILIBRAGE

[324] Pour les services de FTÉ, le tableau suivant compare le revenu requis établi selon la nouvelle méthode de fonctionnalisation proposée au présent dossier à celui déposé aux dossiers tarifaires 2019-2020 et 2020-2021.

¹⁵⁰ Pièce [B-0639](#), p. 129.

TABLEAU 10
REVENU REQUIS PROPOSÉ ET DÉPOSÉ
POUR LES DOSSIERS TARIFAIRES 2020 ET 2021

Dossiers tarifaires 2020 et 2021 Revenu requis (RR) (en M\$)	Fourniture	Transport	Équilibrage			Total 2020	Total 2021
			Saisonnier	Flexibilité opérationnelle	non requis		
Méthode des tiers (étapes 1 à 3)	-	130,4	100,9	1,7	-	233,0	279,8
Ajustements et coûts additionnels	-	4,5	-	-	-	4,5	2,1
Frais de transport et d'équilibrage	-	134,9	100,9	1,7	-	237,6	281,9
Autres composantes du revenu requis	-	(30,5)	22,9	1,4	-	(6,2)	2,9
Revenu requis proposé	-	104,4	123,8	3,2	-	231,4	279,9
Revenu requis déposé au dossier tarifaire	3,0	98,1	143,3	-	-	244,3	272,6
Écarts pour le dossier tarifaire 2020	(3,0)	6,4	(19,5)	3,2	-	(12,9)	
Écarts pour le dossier tarifaire 2021	(2,1)	0,3	2,0	7,2	-		7,3

Tableau établi à l'aide des pièces [B-0601](#), p. 8, et [B-0639](#), p. 111 à 114.

[325] Aux fins de la simulation du revenu requis, Énergir précise que les 12 primes fixes courantes de l'exercice sont imputées directement aux résultats, plutôt que de transiter par le CFR, tel que proposé à la section 7.1 de la présente décision. Toutefois, afin de simplifier la simulation, la baisse du coût du rendement et des impôts ainsi que l'amortissement du solde du CFR à la fin de l'exercice financier précédent n'ont pas été intégrés.

6.8 POSITION DES INTERVENANTS

ACIG

[326] L'ACIG estime que la méthode actuelle est adéquate et qu'il aurait été bénéfique d'avoir une comparaison avec la méthode proposée. L'intervenante est préoccupée par le fait qu'Énergir n'ait pas été en mesure de proposer une simulation complète du cycle de fonctionnalisation. L'allocation des coûts n'a été que partiellement simulée et l'établissement des tarifs de transport et d'équilibrage n'a pas été reconstitué. Elle regrette que cette simulation n'ait pu aboutir à proposer le cycle complet, ce qui aurait permis à la Régie et aux intervenants de mieux apprécier la portée du cadre conceptuel.

[327] Dans sa plaidoirie, l'ACIG souligne que les principes directeurs énoncés par la Régie dans ses décisions D-97-47 et D-2016-100¹⁵¹ en matière d'allocation des coûts sont toujours applicables dans le présent dossier. Elle attire l'attention de la Régie sur le principe fondamental qu'est le respect de la causalité des coûts ainsi que celui de l'équité, soit le « *partage juste et équitable des économies et des déséconomies d'échelle* »¹⁵².

[328] À l'égard du cadre conceptuel relatif à la refonte des services de FTÉ, l'ACIG soumet que plusieurs problèmes pour ses membres n'ont pas été corrigés par Énergir.

[329] À l'égard de la fonctionnalisation des coûts, l'intervenante constate qu'elle repose sur la méthode de la demande moyenne et de l'excédent. Elle qualifie cette méthode de théorique et considère qu'elle pourrait être améliorée, notamment en lien avec la définition de la causalité des coûts pour l'équilibrage¹⁵³.

[330] Pour l'ACIG, ce cadre théorique ne répond pas bien au principe d'équité pour l'ensemble de la clientèle.

FCEI

[331] Dans sa plaidoirie, la FCEI mentionne qu'elle est en accord avec tout ce qu'elle a vu dans la preuve. Également, elle se dit rassurée par plusieurs réponses fournies par Énergir aux DDR. Ainsi, la FCEI est favorable au cadre général proposé par Énergir pour la fonctionnalisation des coûts d'approvisionnement¹⁵⁴.

[332] Cependant, elle estime que l'approche séquentielle adoptée par Énergir pour la fonctionnalisation des coûts de la flexibilité opérationnelle est inéquitable. En effet, selon cette approche, chaque fois qu'un outil répond à deux fonctions, dont l'une est la flexibilité opérationnelle, le coût marginal est imputé à l'autre fonction et, conséquemment, le minimum de coût possible (le coût résiduel) est imputé à la flexibilité opérationnelle¹⁵⁵.

¹⁵¹ Décision [D-2016-100](#).

¹⁵² Pièce [C-ACIG-0151](#), p. 2.

¹⁵³ Pièce [A-0323](#), p. 23 et 24.

¹⁵⁴ Pièce [A-0325](#), p. 102.

¹⁵⁵ Pièce [C-FCEI-0270](#), p. 4 à 8.

[333] La FCEI mentionne que l'entreposage à Dawn et le transport STS sont deux outils qui offrent une synergie entre deux fonctions. Elle soumet qu'il n'est pas équitable pour la clientèle de privilégier la fonctionnalisation des coûts à une de ces deux fonctions par rapport à l'autre. En effet, faire assumer la totalité du coût de l'outil STS par le service de flexibilité opérationnelle implique que le service d'équilibrage est interfinancé par les clients à profil stable. Inversement, faire assumer la totalité du coût de cet outil au service d'équilibrage implique que le service d'équilibrage interfinance la clientèle à profil stable.

[334] Lors de l'audience, la FCEI soumet que la fonctionnalisation des coûts de la flexibilité opérationnelle proposée par Énergir est une approche marginale et inhabituelle. À cet égard, elle mentionne que les premières propositions d'Énergir pour évaluer les coûts de la flexibilité opérationnelle ne reposaient pas sur une approche marginale¹⁵⁶.

[335] L'intervenante ajoute que l'approche sous-évalue les coûts de la flexibilité opérationnelle. Par exemple, elle ne prend pas en compte le fait que le service d'injection FTI¹⁵⁷ associé au contrat « *long haul* » permet d'accumuler des crédits de STS, lesquels sont liés à la flexibilité opérationnelle.

[336] En outre, la FCEI estime qu'en pratique, Énergir évalue les outils d'approvisionnement en tenant compte non seulement des coûts mais également de l'ensemble des avantages qu'ils procurent, dont la flexibilité opérationnelle.

[337] Également, l'intervenante explique que l'adoption d'une approche marginale pour allouer les coûts de la flexibilité opérationnelle pourrait donner lieu à des coûts nuls pour cette fonction. Elle ajoute que le coût de l'entreposage est assumé dans le service de fourniture et qu'ainsi, les clients en achat direct ne se verraient donc pas allouer les coûts de la flexibilité opérationnelle.

[338] De plus, si les coûts du STS étaient entièrement fonctionnalisés au service de transport, les clients qui fournissent leur propre service de transport recevraient un service gratuit.

¹⁵⁶ Pièce [A-0323](#), p. 92 à 102.

¹⁵⁷ *Firm Transportation Injections*.

[339] En remplacement de l'approche marginale, la proposition de la FCEI relative à la fonctionnalisation des coûts de la flexibilité opérationnelle se résume comme suit :

- répartir les coûts selon la valeur intrinsèque si elle peut être identifiée;
- lorsque la valeur intrinsèque ne peut être identifiée, répartir les coûts à parts égales entre les fonctions;
- toutefois, le coût attribué à une fonction ne pourrait être supérieur au coût de l'alternative la moins chère à cet outil pour cette fonction¹⁵⁸.

OC

[340] Dans les conclusions qu'elle soumet au moment de mettre fin à sa participation au présent dossier¹⁵⁹, OC rappelle les enjeux soulevés par son expert, monsieur William P. Marcus, dans sa demande d'intervention.

ROEÉ

[341] Le ROEÉ, dans sa correspondance annonçant la fin de sa participation au présent volet, donne son appui à l'utilisation de la méthode des tiers. Cependant, l'intervenant ne se prononce pas sur la manière détaillée dont elle devrait être mise en œuvre. Il s'en remet à la compétence de la Régie pour assurer que la fonctionnalisation des coûts des services de FTÉ soit représentative de leur causalité¹⁶⁰.

6.9 OPINION DE LA RÉGIE

[342] La Régie constate que la méthode de fonctionnalisation des coûts d'approvisionnement proposée par Énergir résulte d'une mise à jour de sa preuve à la suite de deux séances de travail avec monsieur John Todd, soit l'expert d'Elenchus mandaté par la Régie¹⁶¹.

¹⁵⁸ Pièce [A-0323](#), p. 101 et 102.

¹⁵⁹ Pièce [C-OC-0116](#), p. 3 et 4.

¹⁶⁰ Pièce [C-ROEÉ-0186](#), p. 2.

¹⁶¹ Pièce [B-0511](#).

[343] Elle constate également que l'expert Todd soumet que la méthode proposée par Énergir est raisonnable, étant donné son contexte d'affaires¹⁶². Également, il n'a pas de propositions additionnelles à formuler à cet égard.

[344] En outre, la Régie note que la FCEI et le ROÉÉ donnent leur appui à cette nouvelle méthode, avec quelques réserves sur les modalités d'application.

[345] La Régie retient de la preuve d'Énergir que la méthode des tiers est une méthode d'ordonnancement des fonctions au lieu d'une méthode d'ordonnancement des outils. Elle repose sur le constat que les outils sont interchangeable, c'est-à-dire qu'ils ne sont pas achetés pour satisfaire un service en particulier, mais plutôt pour satisfaire à la demande totale. Ainsi, il n'y a pas lieu de séparer directement le coût de chacun des outils entre les services de transport et d'équilibrage.

[346] Depuis la décision D-97-47, les coûts d'approvisionnement gazier ont toujours été fonctionnalisés selon l'approche de la demande moyenne et de l'excédent. Cette approche n'a jamais été remise en question lors du transfert progressif de la structure des approvisionnements d'Empress à Dawn.

[347] La Régie souligne qu'au moment où cette approche a été proposée par le témoin-expert d'Approvisionnements Montréal, Santé et Services sociaux, elle visait à assurer une allocation équitable des coûts entre les clients du service de transport et de l'équilibrage¹⁶³.

[348] À l'égard des coûts de la flexibilité opérationnelle, la Régie constate qu'ils étaient inclus, jusqu'à maintenant, dans les coûts des outils de transport et d'équilibrage.

[349] Plus précisément, il convient de mentionner qu'en réponse au suivi demandé par la Régie dans ses décisions D-2012-175 et D-2014-064¹⁶⁴, le Distributeur avait déposé, dans le cadre du dossier tarifaire R-3879-2014, une proposition d'évaluation des coûts de la flexibilité opérationnelle.

¹⁶² Pièce [A-0309](#), p. 2, R-1.1 à R-1.3.

¹⁶³ Pièce [B-0639](#), annexe 2.

¹⁶⁴ Dossier R-3809-2012, décision [D-2012-175](#), p. 22 et 23, par. 93 et dossier R-3837-2013 Phase 2, décision [D-2014-064](#), p. 24, par. 89.

[350] La Régie, dans sa décision D-2015-181¹⁶⁵ constatait que les coûts des outils de flexibilité opérationnelle sont indissociables des coûts des outils de transport et d'équilibrage. Elle ajoutait que la proposition du Distributeur reposait sur une estimation des coûts implicites.

[351] Également, la Régie soulignait que les coûts de la flexibilité opérationnelle sont relativement négligeables. Toutefois, elle jugeait la proposition du Distributeur insatisfaisante et reportait l'examen de cet enjeu au présent dossier¹⁶⁶.

[352] Au présent dossier, en suivi de la décision D-2015-181, le Distributeur a déposé une mise à jour de sa stratégie d'évaluation des coûts de la flexibilité opérationnelle¹⁶⁷. Or, dans sa décision D-2016-126, la Régie lui ordonnait de déterminer une nouvelle fonction dans laquelle seraient versés les coûts associés à la flexibilité opérationnelle. Elle lui demandait, notamment, d'identifier les volumes d'entreposage requis pour les besoins de flexibilité opérationnelle ainsi que les coûts qui y sont associés¹⁶⁸.

[353] La Régie mentionne que l'évaluation des coûts de la flexibilité opérationnelle dans le cadre de la méthode des tiers répond aux exigences de sa décision D-2016-126. Les coûts qui en résultent sont significativement plus élevés que ceux évalués par les méthodes précédemment déposées par Énergir. Toutefois, ces coûts demeurent faibles en comparaison des coûts de transport et d'équilibrage.

[354] La Régie retient des représentations de la FCEI que la méthode des tiers ne tient pas suffisamment compte de l'ensemble des coûts de la flexibilité opérationnelle, notamment ceux qui remplissent une double fonction et ceux qui possèdent une flexibilité intrinsèque.

[355] Cependant, elle estime que la méthode proposée par Énergir est cohérente avec le cadre conceptuel de la méthode des tiers. Elle note que l'expert Todd n'a pas proposé de modification à cet égard.

¹⁶⁵ Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-181](#).

¹⁶⁶ Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-181](#), p. 70 et 71, par. 222 à 227.

¹⁶⁷ Pièce [B-0138](#).

¹⁶⁸ Décision [D-2016-126](#), p. 18, par. 78.

[356] La Régie comprend que les modifications proposées par la FCEI ont pour objectif d'améliorer la précision des calculs. Or, ces modifications requièrent, après les étapes 1 et 2 de la méthode, des calculs à la marge pour déterminer les coûts finaux du transport et de l'équilibrage.

[357] La Régie est d'avis qu'il convient de mettre en œuvre la méthode des tiers, sans qu'elle soit indûment difficile à comprendre. En effet, il s'agit d'une nouvelle méthode qui nécessitera plusieurs ajustements aux pièces tarifaires et comptables existantes. Ces pièces devront être accompagnées de nouvelles notes explicatives. Ainsi, il n'est pas opportun de multiplier, dès le départ, les calculs à la marge pour en complexifier les calculs et les explications.

[358] Par ailleurs, la Régie n'est pas convaincue par les explications de la FCEI en lien avec le service gratuit pour certains clients. Pour ces raisons, elle ne retient pas les propositions de la FCEI à l'égard de la flexibilité opérationnelle.

[359] Cependant, elle demande au Distributeur de déposer un suivi relatif aux coûts de la flexibilité opérationnelle, lequel devra détailler l'ensemble de ses besoins de flexibilité opérationnelle ainsi que les outils qu'il utilise pour le satisfaire. Dans ce suivi, le Distributeur devra détailler les fonctions remplies par ces outils, leur flexibilité intrinsèque ainsi que leurs coûts. La Régie demande que ce suivi soit déposé lors du dossier tarifaire correspondant à la cinquième application de la méthode des tiers.

[360] Pour les motifs exposés ci-dessus, la Régie approuve la méthode de fonctionnalisation des tiers proposée par Énergir. Elle y apporte cependant une modification à l'égard de l'étape 1 de la méthode, laquelle est décrite dans les paragraphes qui suivent.

[361] Lorsque les capacités des contrats de transport annuels en vigueur seraient inférieures à la demande annuelle moyenne en hiver normal, Énergir propose de combler la capacité manquante en sondant le marché, afin de connaître le coût des outils de transport annuels les moins chers.

[362] La Régie est d'avis qu'il n'est pas opportun que les coûts du transport, et par ricochet les coûts de l'équilibrage¹⁶⁹, puissent être établis à l'aide d'outils absents du plan d'approvisionnement déposé pour approbation.

[363] Par ailleurs, la Régie est en accord avec Énergir à l'effet que l'inconvénient de l'approche initiale est que les prix de marché ainsi obtenus par « sondage » peuvent être indicatifs seulement (et non pas contractuels) et peuvent varier fortement entre fournisseurs ou dans le temps. Elle retient le fait que l'avantage principal de la méthode alternative est que ce coût sera plus stable au fil des années.

[364] Ainsi, pour l'ensemble des motifs énoncés ci-dessus, la Régie approuve la méthode de fonctionnalisation des coûts d'approvisionnement par la méthode des tiers, telle que décrite à la section 5 de la pièce B-0639 et relatée aux sections précédentes, à l'exception de l'élément suivant :

Lorsque les capacités des contrats de transport annuels en vigueur seront inférieures à la demande annuelle moyenne en hiver normal, elle demande à Énergir d'utiliser la méthode alternative présentée à la pièce B-0634¹⁷⁰. Il s'agit d'utiliser le coût moyen des outils détenus pouvant combler un besoin de transport pour déterminer la « valeur » des outils additionnels requis, en se basant sur la prémisse que si la demande était vraiment uniforme, les capacités de transport mises sous contrat dans le passé auraient été plus grandes.

[365] Par ailleurs, aux fins de l'examen de conformité, la Régie demande à Énergir de déposer au présent dossier un exemple de présentation des pièces comptables et tarifaires reflétant l'application de la méthode des tiers. À cette fin, elle lui demande de déposer une proposition d'échéancier de dépôt au plus tard deux semaines suivant la présente décision¹⁷¹.

¹⁶⁹ Pièce [B-0634](#), p. 28, R-5.1.

¹⁷⁰ Pièce [B-0634](#), p. 29, R-5.2.

¹⁷¹ Pièce [B-0654](#), p. 1 et 2, réponse à l'engagement n° 2.

[366] **Sous réserve de l'examen de conformité à venir des modifications aux pièces comptables et tarifaires requises par l'adoption de la nouvelle méthode de fonctionnalisation, la Régie autorise son application à compter du dossier tarifaire 2022-2023.**

7. COMPTE DE FRAIS REPORTÉS COMBINANT LES PRIMES FIXES DU SITE D'ENTREPOSAGE À DAWN ET DES OUTILS DE TRANSPORT FONCTIONNALISÉS À L'ÉQUILIBRAGE

7.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[367] Énergir demande à la Régie d'approuver l'abolition du CFR combinant les primes fixes du site d'entreposage à Dawn et des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage.

[368] Le Distributeur mentionne qu'à l'époque de la création du CFR en 1984, le site d'entreposage à Dawn était principalement utilisé pour maximiser la capacité de transport FTLH et satisfaire à la demande d'équilibrage. Ainsi, les outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage servaient avant tout à approvisionner le site d'entreposage au cours des mois d'avril à septembre (été) en prévision de son utilisation au cours des mois d'octobre à mars de l'année financière suivante (hiver). L'utilisation d'un CFR permettait de reporter à l'exercice financier suivant la totalité du coût des primes fixes du site d'entreposage à Dawn et du coût des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage relatifs aux six derniers mois d'une année financière, de façon à arrimer l'amortissement du CFR avec la période de retrait du site d'entreposage.

[369] À cette époque, Énergir ne procédait pas ou très peu à l'achat de molécules à Dawn pour remplir ce site d'entreposage. La fourniture était achetée à Empress, de manière uniforme, et l'entreposage en franchise ou à Dawn était utilisé au besoin. Depuis le changement de structure d'approvisionnement en 2016, la molécule est principalement achetée à Dawn, de manière moins uniforme, et ce site d'entreposage est seulement utilisé pour la flexibilité opérationnelle¹⁷². Ainsi, la logique sur laquelle reposait le CFR, soit de rapprocher les coûts de la période d'injection et de retrait, n'est plus d'actualité.

¹⁷² Pièce [B-0651](#), p. 5.

[370] Les impacts de l'abolition du CFR représentent une diminution permanente de la base de tarification en équilibre et une augmentation ponctuelle du coût de service en équilibre, au cours de l'année de l'abolition du CFR. En effet, dans le premier exercice où le CFR sera aboli, la totalité des frais fixes relatifs aux 12 mois de cet exercice sera comptabilisée aux résultats, en plus de l'amortissement du CFR reporté de l'année précédente.

[371] En considérant les données des dossiers tarifaires, le tableau suivant présente l'impact du changement de méthode comptable si celui-ci avait été réalisé en 2019-2020 ou en 2020-2021.

TABLEAU 11
IMPACTS DU CHANGEMENT DE MÉTHODE COMPTABLE
SELON LES DONNÉES DES DOSSIERS TARIFAIRES 2019-2020 ET 2020-2021

CFR - primes fixes fonctionnalisées à l'équilibre (en M\$) Évolution entre les années 2020 et 2021	Actuel	Amortissement à définir	Impact sur le coût de service
Solde prévu à la fin de l'année tarifaire 2019-2020	37,0	38,3	(1,3)
<i>Solde prévu selon la moyenne des treizes soldes</i>	28,2		
Solde prévu au début de l'année tarifaire 2020-2021 ¹	35,8	35,8	-
Additions prévues au CFR	93,9		93,9
Amortissement du CFR	(81,1)		(81,1)
Solde prévu à la fin de l'année tarifaire 2020-2021	48,5	35,8	12,8
<i>Solde prévu selon la moyenne des treizes soldes</i>	30,9		

Note 1 : Le solde prévu au début de l'année financière est établi sur la base de 4 mois réels et 8 mois prévus.

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0634](#), p. 41, R-8.1.

[372] En ce qui a trait à l'année tarifaire 2020-2021, Énergir explique l'impact du changement de méthode comptable sur le coût de service par la hausse des primes fixes de TCPL au 1^{er} janvier 2021. La méthode actuelle a pour effet de reporter à l'exercice financier 2021-2022 une partie de la hausse des primes fixes de TCPL. Selon le changement de méthode comptable proposé au présent dossier, la totalité de cette hausse serait plutôt constatée aux résultats de l'année courante¹⁷³.

¹⁷³ Pièce [B-0634](#), p. 38, R-7.5.

[373] Par ailleurs, dans le but de limiter un choc tarifaire qui découlerait de l'ajout du solde du CFR de l'année précédente aux coûts d'équilibrage sur un seul exercice, Énergir propose d'amortir ce coût sur une plus longue période, qui reste à déterminer. Sur la base des données du dossier tarifaire 2020-2021, ce coût s'élève à 35,8 M\$.

[374] En réponse à une DDR de la Régie à cet effet, Énergir indique que par souci de simplicité, elle privilégie le maintien du CFR actuel, à l'exception de sa période d'amortissement, qui reste à déterminer¹⁷⁴.

7.2 OPINION DE LA RÉGIE

[375] La Régie constate que la modification de méthode comptable proposée porte sur le moment où les coûts visés sont pris en compte dans l'établissement du revenu requis prévu. Il s'agit essentiellement de ne plus reporter à un exercice financier ultérieur le coût des primes fixes du site d'entreposage à Dawn et des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage encourus pour une année tarifaire donnée.

[376] Considérant que le site d'entreposage à Dawn n'est plus utilisé pour maximiser les capacités de transport FTLH, **la Régie juge que le coût des primes fixes de ce site d'entreposage ainsi que les outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage doivent être constatés dans l'année tarifaire où ils sont encourus.**

[377] **En conséquence, la Régie approuve, à compter du dossier tarifaire 2022-2023, le changement de méthode comptable proposé, qui consiste à ne plus capitaliser dans un CFR le coût des primes fixes du site d'entreposage à Dawn et le coût des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage relatifs aux six derniers mois d'une année financière. Elle maintient l'utilisation du CFR visé, mais suspend temporairement la disposition des montants qui y sont comptabilisés tant qu'une décision sur la période d'amortissement ne sera pas rendue.**

¹⁷⁴ Pièces [B-0633](#), p. 29, R-6.3, et [B-0651](#), p. 18.

[378] **La Régie demande à Énergir, dans le cadre du dossier tarifaire 2022-2023, de proposer une période d'amortissement du CFR, sur un ou plusieurs exercices financiers, en fonction du contexte tarifaire qui prévaudra à ce moment.**

8. TRANSFERT DES COÛTS SAISONNIERS DE LA FOURNITURE À L'ÉQUILIBRAGE EN FIN D'ANNÉE

8.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[379] Énergir soumet qu'en fonction du principe de livraison uniforme, le prix de la fourniture doit être exempt d'effet de saisonnalité. Ce prix devrait être équivalent au prix que paierait un client, avec un profil complètement stable, pour l'achat de fourniture au point de référence. Afin d'appliquer ce principe, la Régie approuvait, dans sa décision D-2015-177¹⁷⁵, la méthode utilisée en fin d'année seulement pour calculer les coûts relatifs aux achats saisonniers de fourniture à transférer vers l'équilibrage. Un coût de saisonnalité est aussi dégagé sur les coûts fonctionnalisés au service de transport relatifs aux achats de fourniture réalisés à d'autres lieux que celui de référence. Ce coût de saisonnalité se traduit par un transfert du transport à l'équilibrage.

[380] La méthode actuelle de fonctionnalisation des achats de la fourniture consiste à trouver un prix d'achat uniforme pour le gaz de réseau en procédant à une répartition uniforme des volumes achetés¹⁷⁶. Dans le but de simplifier cette méthode, le Distributeur démontre qu'il est possible de calculer le même prix d'achat uniforme en utilisant uniquement les prix mensuels, sans avoir à procéder à une répartition des volumes d'achats. Il conclut que la portion des coûts d'achats à transférer à l'équilibrage peut donc être calculée à partir des coûts unitaires moyens annuels plutôt qu'à partir de coûts totaux.

¹⁷⁵ Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-177](#).

¹⁷⁶ Pièce [B-0639](#), annexe 5, p. 2 référant au dossier R-4114-2019, pièce [B-0044](#), p. 5.

[381] Cependant, considérant que les volumes d'achats de gaz de réseau effectués pendant l'année ne captent pas l'ensemble des coûts imputés au service de fourniture, Énergir propose une nouvelle méthode de calcul pour le transfert des coûts saisonniers de la fourniture vers l'équilibrage¹⁷⁷.

[382] À cet égard, le Distributeur explique que les achats directs avec transfert de propriété au prix de son service de fourniture et les refacturations passées à un coût de fourniture différent du coût approuvé pour la période ne sont pas pris en compte dans la méthode actuelle. Afin de permettre une meilleure précision, il propose d'intégrer ces deux éléments dans le calcul des coûts saisonniers de fourniture en appliquant une nouvelle méthode proposée comme suit :

+	Coûts de la fourniture vendue en gaz de réseau (coûts de la marchandise vendue incluant les achats directs avec transfert de propriété)
+	Coûts nets inscrits au compte d'écart de prix pendant l'année
+	Coûts de la variation de l'inventaire de gaz de réseau pendant l'année
<hr/>	
=	Coût réel d'acquisition de la fourniture

[383] Le coût excédentaire complet relié aux achats saisonniers correspond à l'écart entre le coût réel d'acquisition de fourniture et le coût d'achat uniforme.

[384] À partir des données du rapport annuel 2019, Énergir présente au tableau suivant le calcul de la saisonnalité incluse dans le coût d'achat au point de référence.

¹⁷⁷ Pièce [B-0639](#), annexe 5, p. 4 à 6.

TABLEAU 12
CALCUL DU MONTANT DE LA SAISONNALITÉ À TRANSFÉRER À L'ÉQUILIBRAGE

Ligne	Description	Volumes 10 ³ m ³	Coûts k\$
(1)	Gaz de réseau et achat direct avec transfert de propriété	3 029 166	444 666
(2)	Variation de l'écart de prix au cours d'une année financière		20 412
(3)	Coût de la variation de l'inventaire au cours d'une année financière	103 431	9 816
(4) = (1) + (2) + (3)	Coût réel d'acquisition de la fourniture		474 894
(5)	Total de la fourniture au prix uniforme du gaz réseau (13,70 ¢/m ³)	3 132 597	429 079
(6) = (4) – (5)	Coût de la saisonnalité à transférer vers l'équilibrage saisonnier et la flexibilité opérationnelle, ventilé de la façon suivante :		45 815
(7)	Flexibilité opérationnelle		- 5 200
Par différence	Équilibrage saisonnier		51 015

Tableau établi à l'aide des pièces [B-0639](#), annexe 5, p. 5, tableau 5.3, et [B-0588](#), p. 50, R-9.4.

[385] Ainsi, sur la base du rapport annuel 2019, les coûts de la saisonnalité à transférer de la fourniture vers l'équilibrage saisonnier et la flexibilité opérationnelle sont établis à 45,8 M\$ selon la méthode proposée, soit un écart de 2,5 M\$ comparativement au montant de 43,3 M\$ établi selon la méthode actuelle¹⁷⁸.

[386] Sur la base du rapport annuel 2020, les coûts de la saisonnalité à transférer de la fourniture vers l'équilibrage saisonnier et la flexibilité opérationnelle passeraient de 13,7 M\$ selon la méthode actuelle à 17,8 M\$ selon la méthode proposée. Énergir explique l'écart de 4,1 M\$ essentiellement par l'effet de la saisonnalité qui se crée naturellement entre le moment des achats des clients en achat direct avec transfert de propriété et le moment des ventes faites à ces mêmes clients¹⁷⁹.

¹⁷⁸ Pièce [B-0639](#), annexe 5, p. 5.

¹⁷⁹ Pièce [B-0601](#), p. 15.

[387] Considérant que les coûts liés à la flexibilité opérationnelle sont fonctionnalisés distinctement selon la méthode des tiers, le coût de la saisonnalité de la fourniture à transférer vers l'équilibrage doit être ventilé entre l'équilibrage saisonnier et la flexibilité opérationnelle. Cet ajustement relié aux besoins saisonniers fait l'objet de la section 9.1.3 de la présente décision.

[388] Les sections suivantes présentent les différentes étapes de la nouvelle méthode proposée par Énergir pour calculer les coûts saisonniers de fourniture à transférer vers l'équilibrage saisonnier et la flexibilité opérationnelle.

8.1.1 GAZ DE RÉSEAU ET ACHAT DIRECT AVEC TRANSFERT DE PROPRIÉTÉ

[389] Pour déterminer le coût réel d'acquisition de la fourniture au cours d'une année financière, Énergir propose d'utiliser les volumes vendus en gaz de réseau au cours de cette même année, ce qui permet d'inclure tous les volumes achetés et consommés par les clients et d'exclure les volumes de gaz perdu et d'autoconsommation. Les revenus de 444,7 M\$ constatés au rapport annuel 2019¹⁸⁰ et présentés à la ligne 1 du tableau 12 de la présente décision représentent le point de départ permettant de calculer le coût réel d'acquisition de la fourniture.

[390] Par ailleurs, Énergir rappelle que, dans sa forme actuelle, la pièce du rapport annuel portant sur la fonctionnalisation des achats de fourniture par service permet de déterminer le coût moyen réel uniforme des achats de gaz de réseau pour l'application de la nouvelle méthode proposée. Selon elle, le fait d'intégrer à cette pièce les achats directs avec transfert de propriété valorisés au prix moyen pondéré du gaz naturel¹⁸¹ plutôt qu'au prix réel aurait pour effet de biaiser le prix moyen réel uniforme payé pour les achats de fourniture¹⁸².

¹⁸⁰ Dossier R-4114-2019, pièce [B-0042](#), p. 2.

¹⁸¹ *Weighted Average Cost of Gas* (WACOG).

¹⁸² Pièce [B-0633](#), p. 27, R-5.2.

8.1.2 VARIATION DE L'ÉCART DE PRIX AU COURS D'UNE ANNÉE FINANCIÈRE

[391] Énergir présente au tableau suivant le calcul détaillé de la variation de l'écart de prix de la fourniture au cours de l'année financière 2018-2019.

TABLEAU 13
CALCUL DE LA VARIATION DE L'ÉCART DE PRIX POUR L'ANNÉE 2018-2019

Détail de la formule		Coût	Référence
		(000 \$)	
	Solde du compte d'écart de prix de la fourniture au 30 septembre 2019	(26 713)	Document approuvé par la Régie « Prix du service de fourniture du gaz naturel pour les 12 mois débutant le 1 novembre 2019 », page 3, section <i>Écart de coût cumulatif</i> , ligne <i>Solde aux livres au 30 septembre 2019</i>
-	Exclusion du transfert de la fourniture vers l'équilibrage au 30 septembre 2019	(43 322)	Dossier R-4114-2019, B-0043, Énergir-9, Document 2, page 5, ligne 30
=	Solde du compte d'écart de prix de la fourniture net du transfert de la fourniture vers l'équilibrage	16 609	
-	Solde du compte d'écart de prix de la fourniture au 30 septembre 2018	(3 783)	Document approuvé par la Régie « Prix du service de fourniture du gaz naturel pour les 12 mois débutant le 1 novembre 2018 », page 3, section <i>Écart de coût cumulatif</i> , ligne <i>Solde aux livres au 30 septembre 2018</i>
=	Variation de l'écart de prix 2018-2019	20 392	

Source : Pièce [B-0658](#), p. 31. Écart de 20 000 \$ avec la ligne 2 du tableau 12 non concilié par Énergir, car non significatif.

[392] Énergir précise que le transfert de la fourniture vers l'équilibrage est déjà comptabilisé dans le solde du compte d'écart de prix de la fourniture au 30 septembre 2019, afin d'établir les tarifs du service de fourniture au 1^{er} novembre 2019. Puisque le tableau 12 de la présente décision sert à calculer le montant de la saisonnalité à transférer selon la nouvelle méthode proposée, il faut donc exclure le transfert déjà comptabilisé au 30 septembre 2019¹⁸³.

¹⁸³ Pièce [B-0658](#), p. 30, R-3.2.

8.1.3 COÛT DE LA VARIATION DE L'INVENTAIRE AU COURS D'UNE ANNÉE FINANCIÈRE

[393] Énergir présente au tableau suivant les paramètres permettant de concilier la variation des volumes d'inventaire de gaz de réseau ainsi que le coût qui en découle.

TABLEAU 14
CALCUL DU COÛT DE LA VARIATION DE L'INVENTAIRE POUR L'ANNÉE 2018-2019

	Dates	Volumes			Inventaires 000 \$
		10 ³ m ³	TJ	\$/GJ	
1	1 ^{er} octobre 2018	199 155	7 546	3,47	26 185
2	30 septembre 2019	302 586	11 465	3,14	36 000
3	Variation (2) – (1) = (3)	103 431	3 919		9 815

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0658](#), p. 32.

[394] Elle souligne que les renseignements détaillés permettant d'établir le coût de la fourniture ne sont pas présentés dans les pièces du rapport annuel. Seuls les coûts relatifs au rendement et impôts sont présentés dans les revenus requis.

[395] Par ailleurs, en accord avec la décision D-2015-177¹⁸⁴, le Distributeur précise que les transferts de coûts de fourniture vers les coûts d'équilibrage resteront limités à des montants non négatifs¹⁸⁵.

8.2 POSITION DE LA FCEI

[396] La FCEI soumet que les achats directs avec transfert de propriété et les coûts inscrits au compte d'écart de prix pendant l'année ne sont pas liés à la saisonnalité¹⁸⁶.

¹⁸⁴ Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-177](#), p. 30, par. 92.

¹⁸⁵ Pièce [B-0639](#), annexe 5, p. 6.

¹⁸⁶ Pièce [C-FCEI-0270](#), p. 8 et 9.

[397] Également, l'intervenante est d'avis qu'il n'existe pas de lien entre la saisonnalité et les coûts de la variation de l'inventaire de gaz de réseau pendant l'année. Elle mentionne qu'il est théoriquement possible que les inventaires de gaz en fin d'année puissent être influencés par la température de l'hiver précédent. Cependant, elle note qu'ils le sont tout autant par la politique de remplissage des inventaires d'Énergir. De plus, l'effet de la température sur cet inventaire de fin d'année, s'il en est, n'existe que parce que l'entreposage n'a pas été rempli à temps pour la fin d'année. Si l'année financière d'Énergir se terminait au 30 novembre, la saisonnalité n'aurait pas le moindre impact sur le niveau des inventaires. Empiriquement, les calculs de la FCEI indiquent qu'il n'y a pas de corrélation entre les variations d'inventaire en fin d'année et les écarts de ventes au cours des 10 dernières années.

[398] Par conséquent, la FCEI recommande le maintien de la fonctionnalisation actuelle des coûts nets inscrits au compte d'écart de prix pendant l'année et des coûts de la variation de l'inventaire de gaz de réseau pendant l'année.

8.3 OPINION DE LA RÉGIE

[399] La Régie retient le fait qu'il est possible de simplifier le calcul actuel des coûts saisonniers de la fourniture à transférer à l'équilibre en utilisant un coût unitaire moyen pour les achats de gaz de réseau, sans utiliser une répartition mensuelle uniforme des volumes d'achat.

[400] Elle constate également que la nouvelle méthode de calcul proposée pour le transfert des coûts saisonniers de la fourniture à l'équilibrage est plus précise, car elle permet de considérer tous les coûts imputés au service de fourniture, influencés par la saisonnalité.

[401] Par ailleurs, la Régie note que, dans sa forme actuelle, la pièce du rapport annuel portant sur les volumes d'achat de gaz de réseau¹⁸⁷ permet de déterminer le prix d'achat uniforme utilisé dans la méthode de calcul proposée. Ainsi, afin d'éviter un biais dans le calcul de ce prix d'achat uniforme, il est nécessaire d'utiliser une autre source de données pour déterminer tous les volumes achetés et imputés au service de fourniture.

¹⁸⁷ Pièce [B-0639](#), annexe 5, p. 2 référant au dossier R-4114-2019, pièce [B-0044](#), p. 5.

[402] À cet effet, Énergir propose d'utiliser la pièce actuelle du rapport annuel, présentant les volumes de fourniture vendus au cours d'une année financière¹⁸⁸ et les revenus générés par la vente de la fourniture, comme point de départ de la nouvelle méthode de calcul. Puisque ces revenus découlent d'une estimation mensuelle du coût d'achat projeté sur les 12 prochains mois, la Régie comprend la nécessité de considérer la variation du compte d'écart de prix cumulatif pour évaluer le coût réel d'acquisition de la fourniture facturée.

[403] La Régie conclut que ce coût réel d'acquisition de la fourniture, facturée selon un profil mensuel, inclut les coûts saisonniers, puisque l'ajustement en fonction d'un prix uniforme est appliqué seulement en fin d'année financière.

[404] Aussi, considérant que les volumes de fourniture vendus au cours d'un exercice financier sont le point de départ de la méthodologie et qu'ils ne sont pas nécessairement achetés au cours de ce même exercice financier, et vice et versa, la Régie comprend la nécessité de tenir compte de la variation d'inventaire pour déterminer les volumes de fournitures achetés pour un exercice financier donné.

[405] Questionnée à cet effet en cours d'audience, Énergir indique que la nouvelle méthode de calcul des coûts saisonniers à transférer vers l'équilibrage peut être appliquée à compter du rapport annuel 2021, à l'exception de la ventilation entre la flexibilité opérationnelle et les besoins saisonniers¹⁸⁹.

[406] En conséquence, la Régie approuve la méthode de calcul pour le transfert des coûts saisonniers de la fourniture à l'équilibrage, telle que proposée par Énergir, ainsi que son application à compter du rapport annuel 2021.

[407] Toutefois, considérant que les coûts saisonniers transférés à l'équilibrage au rapport annuel 2021 seront pris en compte dans l'établissement des coûts d'équilibrage prévus au dossier tarifaire 2023 et que ceux-ci seront vraisemblablement séparés entre les besoins saisonniers et la flexibilité opérationnelle¹⁹⁰, **la Régie reporte à ce dossier la question de l'exception soulevée par Énergir pour la ventilation entre les besoins saisonniers et la flexibilité opérationnelle.**

¹⁸⁸ Dossier R-4114-2019, pièce [B-0042](#), p. 2.

¹⁸⁹ Pièce [A-0320](#), p. 141.

¹⁹⁰ Sous réserve de l'examen à venir des pièces comptables et tarifaires prévu au volet 1B du cadre procédural de la phase 2B du présent dossier, soit la conformité de l'application, par Énergir, des points de décisions du volet 1A.

9. FONCTIONNALISATION ET CLASSIFICATION DES COÛTS RELATIFS AUX ÉCARTS CONSTATÉS AU RAPPORT ANNUEL

9.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[408] Énergir soumet qu'au dossier tarifaire, les revenus sont parfaitement équilibrés aux coûts. Elle indique toutefois qu'au rapport annuel, il existe des écarts entre les revenus et les coûts, lesquels sont alors imputés dans des CFR à titre de trop-perçus ou de manques à gagner, afin d'être inclus dans le coût de service d'un prochain dossier tarifaire. Énergir soumet qu'il importe de fonctionnaliser ces écarts entre les services, selon leurs liens de causalité. Elle demande donc à la Régie d'approuver la méthode de fonctionnalisation des écarts de fin d'année relatifs aux coûts d'approvisionnement décrite ci-après.

9.1.1 AJUSTEMENTS RELATIFS À LA MISE À JOUR DES OUTILS DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT EN DÉBUT D'ANNÉE TARIFAIRE

[409] Le premier type d'ajustement vise la mise à jour du plan d'approvisionnement en début d'année tarifaire¹⁹¹. Il s'agit d'un ajustement qui s'applique lorsque des changements importants à la demande nécessitent une modification aux achats ou à la vente d'outils de transport ou d'entreposage avant l'hiver, par rapport à la prévision au dossier tarifaire.

[410] Cette situation peut, notamment, survenir lorsqu'un grand client s'ajoute ou se retire de façon imprévue entre l'établissement du dossier tarifaire et le début de l'année tarifaire. Plus rarement, un changement soudain au contexte économique peut entraîner une variation significative de la demande et ainsi nécessiter des ajustements au plan d'approvisionnement.

[411] Lorsque ces ajustements au plan d'approvisionnement surviennent, le Distributeur soumet qu'ils entraînent des changements dans la fonctionnalisation des coûts, par rapport à celle établie au dossier tarifaire, qui doivent être pris en compte dans les résultats de fin d'année. Aux fins de l'établissement des trop-perçus et manques à gagner, il propose de considérer les outils du plan d'approvisionnement réel selon la demande réévaluée en début d'année, afin de fonctionnaliser les coûts à l'aide de la méthode des tiers.

¹⁹¹ Parfois, Énergir identifie le début d'une année tarifaire par « 0-12 ». Par exemple, se référer à la pièce [B-0658](#), p. 45 et 46, R-7.4 et p. 61, R-11.2.

[412] La Régie a questionné Énergir afin de savoir si la réévaluation de la demande en début d'année tarifaire puisse intégrer une prévision de température différente de celle prévue au dossier tarifaire, soit un hiver plus froid ou moins froid que l'hiver normal prévu à la cause tarifaire. À cet égard, Énergir précise que les décisions relatives aux besoins d'outils sont fondées sur le besoin maximal entre la journée de pointe et l'hiver extrême, plutôt que selon le scénario de température. Lorsque ce besoin maximal pour l'hiver suivant est significativement différent de celui établi au dossier tarifaire, Énergir doit modifier son portefeuille d'outils en conséquence¹⁹².

[413] Énergir explique que l'évaluation du besoin maximal entre la pointe et l'hiver extrême avant l'hiver s'appuie sur les prévisions les plus à jour. Cette évaluation prend en compte certains facteurs économiques¹⁹³.

[414] De façon générale, à moins d'une évolution macro-économique importante, les facteurs économiques restent relativement les mêmes entre le dossier tarifaire et le début de l'hiver suivant.

[415] Par ailleurs, Énergir indique qu'aux fins des besoins règlementaires, l'ensemble des pièces déposées reflète les volumes prévus, selon un scénario de température dit « normal ». Les tarifs sont déterminés selon ce scénario. Elle mentionne qu'il est théoriquement possible de déposer des pièces et de déterminer les tarifs en s'appuyant sur un autre scénario de température, mais précise que cette situation ne s'est jamais produite et qu'elle n'envisage pas de circonstances devant mener à une telle possibilité.

[416] Également, en réponse à une DDR de la Régie sur les avantages et les inconvénients d'appliquer des ajustements en début d'année tarifaire¹⁹⁴, Énergir rappelle que les besoins en outils d'approvisionnement pour l'hiver subséquent se déterminent comme suit :

- Au dossier tarifaire, la demande et les outils prévus reposent principalement sur les volumes réels observés de l'année précédant le dépôt du dossier tarifaire. Par exemple, le dossier tarifaire 2020-2021 s'appuie sur les volumes réels de l'hiver 2018-2019 ainsi que sur les volumes globaux de décembre 2018 à novembre 2019.

¹⁹² Pièce [B-0634](#), p. 13, R-2.1.

¹⁹³ Pièce [B-0633](#), p. 19 et 20, R-3.1 et R-3.2.

¹⁹⁴ Pièce [B-0634](#), p. 14, R-2.2.

- La détermination finale des outils requis s'effectue à l'automne, en utilisant les données disponibles les plus récentes. Par exemple, pour le dossier tarifaire 2020-2021, il s'agit des volumes réels de l'hiver 2019-2020 et les volumes globaux de septembre 2019 à août 2020, avec un suivi exceptionnel de septembre à novembre 2020.

[417] Le Distributeur ajoute que la mise à jour des outils du plan d'approvisionnement en début d'année tarifaire n'a pas d'impact sur les tarifs de l'année courante, car ils sont plutôt constatés au rapport annuel.

[418] Par rapport à la méthode actuelle, Énergir soumet que la procédure qu'elle propose permettra d'ajuster plus efficacement les coûts entre les services de transport et d'équilibrage et de réduire un certain effet d'interfinancement, sans nécessiter l'ajout d'une étape au processus d'établissement des tarifs pour l'année visée, puisque l'ajustement sera mis en preuve au rapport annuel.

[419] Le Distributeur note que le principal inconvénient relié à cette approche est d'ajouter des documents additionnels à la preuve au moment du dépôt du rapport annuel, lorsque des redressements seraient requis. Ainsi, il devra calculer cet impact et en informer la Régie, alors que ce n'est actuellement pas requis.

[420] Questionnée à cet effet, Énergir présente l'application de cet ajustement de premier type sur les données des derniers rapports annuels¹⁹⁵.

[421] Lors de la révision en début d'année 2016-2017, Énergir anticipait une hausse de la demande, principalement reliée à la consommation de clients ayant peu d'impact sur ses besoins de pointe (clients dont les besoins sont inclus à la marge). Ce transport avait une valeur d'environ 5 M\$, et comme il était fonctionnalisé dans les coûts d'équilibrage lors du dossier tarifaire, il a été fonctionnalisé à ce service dans le rapport annuel. L'ajustement proposé au présent dossier aurait permis de fonctionnaliser ce montant de 5 M\$ en transport plutôt qu'en équilibrage.

¹⁹⁵ Pièce [B-0658](#), p. 45 et 46, R-7.4.

[422] Pour l'année 2017-2018, Énergir anticipait une hausse de la demande ainsi qu'une hausse importante de la demande de pointe. Elle a donc revu à la baisse les ventes d'outils d'approvisionnement *a priori*. Ce transport avait été prévu lors du dossier tarifaire et se chiffrait à environ 8 M\$. Comme il était fonctionnalisé dans les coûts d'équilibrage lors du dossier tarifaire, il a été fonctionnalisé à ce service dans le rapport annuel. De plus, comme les ventes de transport étaient prévues à profit, la réduction de ces ventes a occasionné un manque à gagner à l'équilibrage en fin d'année de 11 M\$. Dans la méthodologie proposée, les ajustements relatifs à la mise à jour du plan d'approvisionnement auraient permis de hausser les coûts de transport de 8 M\$, pour refléter la hausse de la demande anticipée au 0-12, et les coûts de 11 M\$ à l'étape 4, pour refléter la variation des ventes d'outils.

[423] Pour les années 2018-2019 et 2019-2020, la révision en début d'année n'a donné lieu à aucun ajustement du premier type.

[424] Questionnée à cet effet en cours d'audience, Énergir mentionne qu'il serait possible, dans le cadre de la mise à jour des données du dossier tarifaire, qui se fait généralement en novembre, d'informer la Régie sur la mise à jour des outils du plan d'approvisionnement en début d'année tarifaire¹⁹⁶.

9.1.2 AJUSTEMENTS RELATIFS À LA MISE À JOUR DES COÛTS RÉELS DES OUTILS DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT

[425] Le deuxième type d'ajustement vise la mise à jour des coûts réels des outils de transport et d'équilibrage constatés au rapport annuel. Ces coûts sont notamment influencés par les modifications, par rapport au dossier tarifaire, qui peuvent survenir en cours d'année aux différents tarifs des outils de transport et d'entreposage, et aux autres paramètres de coûts. La mise à jour des coûts réels par rapport à ceux prévus au dossier tarifaire est déjà effectuée selon la méthode actuelle.

¹⁹⁶ Pièce [A-0320](#), p. 143.

[426] Énergir indique que l'ajustement décrit à la section 9.1.1 de la présente décision, combiné à la mise à jour des coûts au rapport annuel, permettent d'établir un coût de transport fonctionnalisé au transport qui correspond à la demande moyenne prévue ayant servi à dimensionner les outils d'approvisionnement pour l'hiver, en fonction des coûts réels¹⁹⁷.

9.1.3 AJUSTEMENTS RELATIFS AUX BESOINS SAISONNIERS

[427] Outre le transfert des coûts saisonniers de la fourniture vers l'équilibrage déjà appliqué en fin d'année, Énergir mentionne qu'il existe deux autres situations liées aux besoins saisonniers qui peuvent causer des écarts en fin d'année.

Transfert de l'écart relatif à la consommation saisonnière au service de transport vers l'équilibrage saisonnier

[428] Selon la méthode en vigueur, Énergir évalue en fin d'année le transfert des coûts d'équilibrage inclus dans le transport, conformément à la décision D-2015-177¹⁹⁸. Elle soumet que les ajustements de types 1 et 2 proposés font en sorte que les coûts seraient fonctionnalisés au service du transport, selon la demande moyenne et un hiver normal, enrayant tout effet de la saisonnalité sur les coûts. Ainsi, considérant que le transfert des coûts d'équilibrage inclus dans le transport ne serait plus nécessaire, elle propose d'abolir ce calcul au niveau des coûts, tel qu'il est actuellement évalué.

[429] Le Distributeur indique qu'un ajustement demeure toutefois nécessaire afin d'éviter de constater un écart causé par la saisonnalité au service du transport, au terme d'une année financière. Il précise que dans le cas d'un client dont la consommation serait stable, soit un CU de 100 %, la demande moyenne demeurerait la même, que l'hiver soit chaud ou froid. Cependant, la demande des clients avec des besoins saisonniers varie lorsque la température hivernale s'éloigne des températures normales. Ainsi, la consommation réelle de ces clients entraîne un écart de fin d'année qui se traduit essentiellement par une variation des revenus en transport directement liée à leur profil de consommation.

¹⁹⁷ Pièce [B-0634](#), p. 16, R-2.4.

¹⁹⁸ À titre d'exemple, Énergir réfère le lecteur à la pièce [B-0044](#), p. 4 et 5, du dossier [R-4114-2019](#).

[430] De plus, les coûts de transport et d'entreposage du plan d'approvisionnement ne varient que très peu lorsque les températures hivernales sont plus chaudes ou plus froides que la normale¹⁹⁹. Cette situation cause un déséquilibre entre les revenus constatés au service de transport, lesquels reflètent le profil saisonnier de la clientèle, par rapport aux coûts qui reflètent un profil de consommation uniforme.

[431] Afin de corriger ce déséquilibre, Énergir propose d'effectuer un ajustement basé sur la normalisation des volumes de distribution. Ainsi, pour calculer l'écart de fin d'année, les revenus de transport seraient ajustés en fonction du volume de normalisation constaté pendant l'exercice, et la contrepartie de cet ajustement serait comptabilisée au service d'équilibrage saisonnier. De cette façon, aucun écart relié au profil saisonnier de la clientèle ne serait constaté au service de transport.

Ajustement relié au calcul de l'économie de fourniture relatif au besoin de flexibilité opérationnelle affectant l'équilibrage saisonnier

[432] Selon la proposition d'Énergir, la fonctionnalisation des coûts de la flexibilité opérationnelle au dossier tarifaire intègre, sur une base prévisionnelle, la réduction des coûts de la fourniture. Au rapport annuel, elle propose d'actualiser cette réduction à l'aide des prix et des volumes réels. Elle indique qu'un ajustement additionnel relié aux coûts saisonniers de la fourniture est alors requis, après avoir réévalué cette économie.

[433] En effet, les coûts engagés pour combler le besoin de flexibilité opérationnelle sont associés à des quantités d'entreposage qui permettent de réduire les coûts d'achat de la fourniture²⁰⁰.

[434] En réponse à une DDR de la Régie²⁰¹, Énergir précise que les achats de fourniture considérés dans le calcul de la saisonnalité en fin d'année incluent également ceux effectués pour le site d'entreposage à Dawn, qui est utilisé aux fins de la flexibilité opérationnelle. Ainsi, selon la méthode actuelle, la réduction des coûts de la fourniture liée à la flexibilité opérationnelle n'est pas calculée explicitement ni isolée, puisqu'il n'y a pas de distinction entre l'entreposage saisonnier et la flexibilité opérationnelle. Cette économie du coût de fourniture relative au site d'entreposage à Dawn est incluse dans le manque à gagner au service d'équilibrage et se retrouvera fonctionnalisé dans un dossier tarifaire futur, en

¹⁹⁹ Pièce [B-0639](#), p. 92 à 99.

²⁰⁰ Pièce [B-0639](#), p. 107 et 108, section 5.3.

²⁰¹ Pièce [B-0658](#), p. 51, R-9.2.

fonction des paramètres d'équilibrage (A, H et P).

[435] Conséquemment, l'écart de coût généré par l'utilisation de l'entreposage doit donc faire l'objet d'un ajustement des coûts de fourniture saisonniers, afin de ramener la valeur du transfert des coûts de fourniture vers l'équilibrage saisonnier à ce qu'il aurait été si Énergir ne détenait pas le site d'entreposage permettant la flexibilité opérationnelle.

9.2 OPINION DE LA RÉGIE

[436] Pour les motifs énoncés à la section 4.5 de la présente décision, la Régie approuve la méthode de fonctionnalisation des écarts de fin d'année relatifs aux coûts d'approvisionnement, comme décrite à la section 6.2 de la pièce B-0639.

[437] Également, elle autorise son application à compter du rapport annuel de l'année où la méthode des tiers est appliquée au dossier tarifaire.

[438] En ce qui a trait à l'ajustement relié à la mise à jour des outils d'approvisionnement en début d'année tarifaire, considérant qu'il découle de la révision de la prévision de la demande et afin d'éviter toute ambiguïté avec la demande réelle constatée au rapport annuel, **la Régie juge nécessaire que le résultat de cette mise à jour soit déposé au dossier tarifaire, même si les données révisées ne sont pas utilisées pour établir les tarifs finaux.**

[439] En conséquence, **la Régie demande à Énergir, lors du dépôt de la mise à jour des informations contenues au dossier tarifaire, qui se fait généralement en novembre, de présenter également les résultats de la mise à jour des outils d'approvisionnement en début d'année tarifaire et, le cas échéant, de l'ajustement qui sera apporté au rapport annuel.**

10. ALLOCATION DES COÛTS

10.1 SUIVIS DE LA DÉCISION D-2016-126

10.1.1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2016-126 COMPRIS À LA SECTION 7.1 DE LA PIÈCE B-0639

[440] Dans sa décision D-2016-126, la Régie demandait à Énergir d'expliquer en quoi la complémentarité ou la non-complémentarité des profils de consommation a un impact sur les économies d'échelle et leur partage entre les clients :

« [65] Le Distributeur devra également préciser en quoi la complémentarité ou la non-complémentarité des profils de consommation des différentes catégories de clientèles ont un impact sur :

- les économies ou déséconomies d'échelle associées aux coûts des outils retenus dans le plan;
- le partage de ces dernières entre les différentes catégories de clientèles »²⁰².

[441] Énergir explique comment la complémentarité des profils de consommation affecte les économies d'échelle et la façon dont le partage de celles-ci doit être fait.

[442] D'abord, elle soumet que les économies d'échelle sont liées à la complémentarité des profils de consommation. Ainsi, elles doivent être allouées selon ces profils et cette allocation requiert qu'elles soient entièrement fonctionnalisées au service d'équilibrage. Au contraire, si ces économies d'échelle étaient fonctionnalisées au service de transport, elles seraient allouées selon le volume des clients et non selon leur profil de consommation.

[443] En outre, les économies d'échelle relèvent de la planification globale de l'approvisionnement, plutôt qu'aux clients individuels. En effet, si chaque client faisait son propre approvisionnement, il devrait acheter des outils pour couvrir sa pointe, qu'elle coïncide ou non avec celle des autres clients. Les économies d'échelle sont donc reliées à la complémentarité des profils de livraison des clients²⁰³.

²⁰² Décision [D-2016-126](#), p. 17, par. 65.

²⁰³ Pièce [B-0639](#), p. 125 et 126, section 7.1.3, « Calcul individuel et global de la consommation de la clientèle ».

[444] Énergir mentionne, par ailleurs, que la méthode qu'elle propose tient compte de l'effet de la température et des volumes réels consommés et, qu'ainsi, les économies d'échelle se retrouvent automatiquement au service d'équilibrage²⁰⁴.

[445] Enfin, l'allocation des coûts fonctionnalisée au service d'équilibrage se fait selon le profil particulier des clients (CU) de chaque catégorie tarifaire. Étant donné que les variations de température n'ont pas d'impact sur la position relative de chacun des profils de consommation²⁰⁵, les économies d'échelle seront réparties équitablement entre les catégories tarifaires.

[446] Dans la méthode actuelle d'allocation des coûts d'équilibrage au service interruptible, les paramètres de consommation A, H et P sont ajustés afin de tenir compte du nombre de jours d'interruption. Cette allocation des coûts procure une économie de coûts d'équilibrage aux clients interruptibles afin de reconnaître qu'ils bénéficient d'un service de qualité moindre.

[447] Selon la nouvelle proposition d'Énergir à l'égard du service interruptible, il est prévu que la contribution de la clientèle interruptible soit reconnue et rémunérée uniquement au service d'équilibrage (à l'aide d'un crédit), plutôt qu'aux services de distribution et d'équilibrage²⁰⁶. Selon cette approche, l'offre interruptible est considérée comme un outil d'approvisionnement. Pour cette raison, le Distributeur soumet que l'allocation des coûts d'équilibrage des clients qui offrent ce service doit se faire sans aucun ajustement des paramètres de consommation A, H et P.

²⁰⁴ Pièce [B-0639](#), p. 123, section 7.1.1, « *Effet de la température sur la consommation et l'allocation des coûts* ».

²⁰⁵ Un client dont le CU est plus élevé qu'un autre client, lorsque la température est froide, a également un CU plus élevé que ce même autre client, lorsque la température est douce. Pièce [B-0639](#), p. 123 à 125, section 7.1.2, « *Relativité des profils de consommation en fonction de la température* ».

²⁰⁶ Pièce [B-0621](#).

10.1.2 SUIVI DE LA DÉCISION D-2016-126 COMPRIS À L'ANNEXE 7 DE LA PIÈCE B-0639

[448] En lien avec les suivis demandés aux paragraphes 72 et 74 de la décision D-2016-126²⁰⁷, les réponses d'Énergir à l'annexe 7 de la pièce B-0639²⁰⁸ portent sur les sujets suivants :

- balisage sur les méthodes d'allocation et de tarification des coûts de FTÉ utilisées par d'autres distributeurs gaziers nord-américains;
- liens entre la gestion quotidienne des nominations et la gestion horaire du réseau;
- examen des possibilités offertes par la mise en place d'une infrastructure de mesurage avancé.

[449] À propos des réponses à ces suivis, Énergir mentionne qu'elles sont les mêmes que celles déposées en janvier 2017²⁰⁹, à quelques exceptions près²¹⁰.

10.1.3 SUIVI DE LA DÉCISION D-2020-047

[450] En lien avec l'allocation des coûts des conduites de Champion, la Régie, dans sa décision D-2020-047²¹¹, approuvait, sur une base temporaire, le facteur FB01DN en remplacement du facteur FB01TN.

[451] En réponse au suivi demandé par la Régie dans sa correspondance du 2 juin 2020²¹², Énergir soumet que le seul cas de figure qui nécessiterait un ajustement au facteur FB01DN est celui d'un client de la zone Nord qui s'approvisionnerait en franchise, à l'intérieur même de cette zone. Ainsi, un client de la zone Nord qui s'approvisionnerait directement auprès d'un producteur de gaz naturel renouvelable situé près de chez lui, sans consommer du gaz

²⁰⁷ Décision [D-2016-126](#), p. 19 et 20.

²⁰⁸ Pièce [B-0639](#).

²⁰⁹ Pièce [B-0185](#), p. 64, 65 et 67 à 76.

²¹⁰ Mise à jour du tableau 7.3 selon les données en date de juin 2020 et actualisation de la section D.2.3 se rapportant à l'utilisation de la pointe observée au tarif d'équilibrage.

²¹¹ Décision [D-2020-047](#), p. 49, par. 184.

²¹² Pièce [A-0264](#).

naturel qui transiterait par les conduites de Champion, ne devrait pas se voir allouer de coûts liés à cet actif.

[452] Pour cette raison, Énergir propose de modifier le facteur d'allocation FB01DN²¹³ en conséquence, soit d'exclure les volumes des clients de la zone Nord qui s'approvisionneraient auprès de producteurs de cette zone, ces derniers étant facilement identifiables.

10.2 FACTEURS D'ALLOCATION

[453] Énergir présente les facteurs d'allocation des coûts de FTÉ à l'annexe 6 de la pièce B-0639²¹⁴.

Fourniture

[454] Le service de fourniture est un service dont les coûts doivent être exempts de tout effet de saisonnalité, c'est-à-dire correspondre aux coûts reliés à l'approvisionnement d'un profil théorique avec un CU de 100 %.

[455] Cependant, dans la méthode d'allocation actuelle, les coûts reliés à l'inventaire (valeur de la fourniture dans les sites d'entreposage avec impôt et rendement) sont alloués en fourniture. Or, Énergir indique qu'il s'agit plutôt de coûts reliés au besoin d'équilibrage de la clientèle²¹⁵.

[456] Les coûts reliés à l'inventaire, à l'exception de l'entreposage à Dawn servant à combler le besoin de flexibilité opérationnelle, sont causés par l'ensemble des clients avec un profil de consommation saisonnier. Puisqu'Énergir propose de fonctionnaliser ces coûts au service d'équilibrage, les éléments qui composent actuellement la base de tarification du service de fourniture, soit l'encaisse règlementaire et les inventaires, seraient dorénavant combinés à ceux de la base de tarification du service d'équilibrage. Par conséquent, le montant relatif au maintien des inventaires de fourniture, à l'exception du maintien relatif

²¹³ Pièce [B-0639](#), annexe 6, p. 12.

²¹⁴ Pièce [B-0639](#), annexe 6.

²¹⁵ Pièce [B-0639](#), p. 70 à 73, section 2.2.7 et p. 76 et 77, section 2.3.2.

à l'entreposage à Dawn, serait fonctionnalisé à l'équilibrage, sous la rubrique « Équilibrage saisonnier ».

[457] Cette nouvelle méthode de fonctionnalisation des coûts d'inventaire ferait en sorte qu'aucun coût relatif à l'impôt sur le revenu ou au rendement sur la base de tarification ne serait alloué en fourniture (le revenu net de fourniture deviendrait nul pour tous les clients).

Transport

[458] Les coûts du service de transport doivent correspondre à l'ensemble des coûts encourus pour desservir les besoins théoriques d'une clientèle ayant un CU de 100 % (soit une demande équivalente stable). Ces coûts, comme ceux de la fourniture, doivent être exempts de saisonnalité et refléter les coûts du marché.

[459] Pour cette raison, le Distributeur propose des modifications à l'allocation actuelle. Ainsi, il propose de fonctionnaliser le montant relatif au maintien des inventaires de transport (avec impôt et rendement) à l'équilibrage, sous la rubrique « Équilibrage saisonnier ».

[460] Par ailleurs, il propose d'allouer les coûts de l'encaisse règlementaire à l'aide des volumes de transport (FB1T²¹⁶). Ces coûts sont évalués au moment du dossier tarifaire et correspondent à la différence entre les coûts prévus du transport (paiement aux fournisseurs) et le délai moyen de leur récupération dans les tarifs (« *net lag* »).

[461] La rubrique des « Coûts non amortis » de la base de tarification de transport comprend les différents frais reportés inscrits à ce service. Les coûts de cette rubrique sont présentement alloués à l'aide de proportions qui correspondent à la différence entre la consommation moyenne d'hiver et la consommation moyenne annuelle prévue à chaque tarif et palier tarifaire, divisée par le total de la différence entre la moyenne d'hiver et la moyenne annuelle (facteur FB05ET²¹⁷).

²¹⁶ Pièce [B-0639](#), annexe 6, p. 10.

²¹⁷ Pièce [B-0639](#), annexe 6, p. 13.

[462] Afin d'assurer l'absence de saisonnalité dans les coûts de transport, Énergir propose d'allouer tous les frais reportés qui demeureraient au service de transport (dont, par exemple, les trop-perçus et manques à gagner) selon le facteur FB01T.

[463] Quant aux coûts de transport, ils sont présentement alloués selon le facteur FB01T, à l'exception de l'impôt sur le revenu (facteur REVNETT²¹⁸) et du rendement sur la base de tarification (facteur BASETART²¹⁹).

[464] Énergir propose de maintenir l'allocation existante des coûts du transport, à l'exception de l'impôt sur le revenu, du GAC et des conduites de Champion.

[465] L'allocation proposée pour l'impôt sur le revenu (facteur FB01T au lieu du facteur REVNETT) et le GAC (allocation directe aux seuls clients qui en consomment) a pour but d'assurer que les coûts du transport soient exempts de saisonnalité. L'allocation directe du GAC implique que les revenus et les coûts y afférents seraient isolés des revenus et des coûts de transport totaux²²⁰.

Équilibrage

[466] Le service d'équilibrage comprend tous les coûts d'approvisionnement reliés à la desserte d'une demande saisonnière. Ces coûts doivent équivaloir au besoin de pointe excédentaire à une demande théorique à un CU de 100 %.

[467] Dans la méthode de fonctionnalisation actuelle, les coûts d'équilibrage sont séparés comme suit :

- une portion « espace » qui se rapporte aux besoins hivernaux;
- une portion « pointe ».

²¹⁸ Pièce [B-0639](#), annexe 6, p. 18.

²¹⁹ Pièce [B-0639](#), annexe 6, p. 17.

²²⁰ Pièce [B-0639](#), annexe 6, p. 16.

[468] Conséquemment, chaque rubrique de coûts est allouée selon le facteur « Espace » (FB05E²²¹) ou le facteur « Pointe » (FB05P²²²).

[469] Or, selon les résultats de son examen de causalité des coûts, le Distributeur soumet que seule la variation de la pointe a un impact sur les coûts saisonniers excédentaires à la demande moyenne stable²²³. Pour cette raison, il propose de fonctionnaliser les coûts requis pour satisfaire à la demande saisonnière seulement en fonction de la pointe de la clientèle.

[470] Également, il propose d'allouer les coûts de l'équilibrage saisonnier en fonction de la pointe. Sa proposition consiste à remplacer les facteurs existants FB05E et FB05P par un nouveau facteur FB05E, dont la définition est la façon suivante :

« [É]cart entre la consommation de pointe hivernale (paramètre P) et la consommation journalière moyenne annuelle (paramètre A) appliqués sur les volumes d'équilibrage prévus au budget de chaque client »²²⁴.

[471] Énergir ajoute que l'impôt sur le revenu associé au revenu de l'équilibrage serait également alloué selon ce nouveau facteur.

[472] Le nouveau facteur FB05E permet d'intégrer le profil de la clientèle, soit le CU. Le Distributeur rappelle que le CU est une mesure relative basée sur la demande moyenne et la demande maximale du client et soumet que la formule suivante permet de répartir précisément les coûts unitaires par client :

$$\frac{1}{\text{CU}} - 1$$

[473] D'une façon équivalente, cette formule s'écrit comme suit : $(P - A) / A$.

²²¹ Écart entre la consommation journalière moyenne d'hiver (paramètre H) et la consommation journalière moyenne annuelle (paramètre A) pour les volumes d'équilibrage, selon le profil de l'année précédente prévu au budget de chaque client.

²²² Écart entre la consommation journalière de pointe hivernale (paramètre P) et la consommation journalière moyenne d'hiver (paramètre H) pour les volumes d'équilibrage, selon le profil de l'année précédente prévu au budget de chaque client.

²²³ Pièce [B-0639](#), p. 22 à 30, section 2.1.3.

²²⁴ Pièce [B-0639](#), annexe 6, p. 22.

[474] Ainsi, afin d'obtenir l'écart entre les volumes de pointe et la consommation quotidienne moyenne prévue au budget, le ratio « (P - A) / A » est multiplié par les unités consommées prévues.

[475] Par ailleurs, Énergir mentionne que les paramètres A, H et P relatifs aux clients interruptibles n'auraient plus à être modifiés, comme dans la méthode actuelle. En effet, elle propose que les coûts de l'interruptible soient traités comme les autres coûts d'approvisionnement et alloués à l'ensemble de la clientèle.

[476] En réponse à une DDR de la FCEI, Énergir explique que le fonds de roulement en équilibrage est basé sur la méthode du *lead/lag*. Il représente l'écart entre le délai moyen de perception des revenus et le délai moyen de paiement des dépenses, appliqué aux dépenses fonctionnalisées en équilibrage.

[477] Tel qu'il appert du tableau suivant, le Distributeur propose de regrouper tous les éléments du fonds de roulement en équilibrage sous un seul facteur, alors que, dans la fonctionnalisation actuelle, il est subdivisé en quatre facteurs.

TABLEAU 15
RÉPARTITION DU FONDS DE ROULEMENT EN ÉQUILIBRAGE

	Facteur proposé	Facteurs actuels
Fonds de roulement	FB05E	-
Encaisse et matériaux		
Étude lead/lag – portion pointe	-	FB07EP
Étude lead/lag – portion espace	-	FB07EE
Lead/lag – impôt sur le revenu		
Lead/lag impôt – portion pointe	-	REVNETEP
Lead/lag impôt – portion espace	-	REVNETEE

Source : Pièce [B-0612](#), p. 21, R-3.11.

Flexibilité opérationnelle et coûts d'approvisionnement non requis pour répondre aux besoins de la clientèle

[478] À l'égard des coûts de la flexibilité opérationnelle et d'approvisionnement non requis pour répondre aux besoins de la clientèle, Énergir mentionne qu'il s'agit de coûts d'équilibrage mais qui ne varient pas en fonction du CU. Aux fins de l'allocation des coûts, les coûts de la flexibilité opérationnelle seraient alloués en fonction du facteur FB01E²²⁵, lequel ne dépend pas du profil de consommation ni de la pointe. Également, l'impôt sur le revenu associé à la flexibilité opérationnelle serait alloué selon le même facteur.

[479] Par ailleurs, les coûts d'approvisionnement non requis pour les besoins de la clientèle ainsi que l'impôt sur le revenu lui étant associé seraient alloués sur la base des volumes consommés (à l'exception du gaz d'appoint), soit à l'aide du facteur FB01D.

[480] Questionnée par la Régie à propos de la fonctionnalisation et de l'allocation des coûts de la marge excédentaire, Énergir explique qu'elle propose de traiter les coûts de la marge excédentaire dans la méthode des tiers, comme les coûts des autres outils d'approvisionnement. L'allocation des coûts qui en résulterait dépendrait de la fonctionnalisation des coûts de la marge excédentaire²²⁶ :

- allocation selon le facteur FB01T (volumes de transport) lorsque les coûts de la marge excédentaire sont fonctionnalisés au service de transport;
- allocation selon le facteur FB05E (profils de consommation) lorsque les coûts de la marge excédentaire sont fonctionnalisés au service d'équilibrage saisonnier;
- allocation selon le facteur FB01D (volumes distribués) lorsque les coûts de la marge excédentaire sont fonctionnalisés au service d'équilibrage non requis pour les besoins de la clientèle.

Autres modifications

[481] Le Distributeur note qu'il convient d'ajuster les facteurs d'allocation des revenus selon le nouveau cadre conceptuel dans lequel les coûts sont fonctionnalisés selon la

²²⁵ Proportions des volumes d'équilibrage prévus au dossier tarifaire, attribuables à chaque tarif et palier tarifaire, exprimées en pourcentage.

²²⁶ Pièce [B-0633](#), p. 16 à 18, R-2.5 et R-2.7.

fonction qu'ils remplissent, soit l'équilibrage saisonnier, la flexibilité opérationnelle et les coûts d'approvisionnement non requis pour satisfaire aux besoins de la clientèle.

[482] Ainsi, les revenus d'équilibrage seraient segmentés comme suit : ceux qui dépendent du profil de consommation (lesquels seraient alloués selon le nouveau facteur FB07ES²²⁷) et les revenus non reliés au profil de consommation (lesquels seraient alloués selon le nouveau facteur FB07PT²²⁸).

[483] Conséquemment, Énergir propose d'abolir les facteurs existants qui servent à l'allocation des revenus de l'équilibrage reliés à la pointe et à l'espace, soit les facteurs FB07EP et FB07EE.

[484] Par ailleurs, comme il est proposé que les inventaires de la base de tarification en fourniture et en transport, ainsi que les revenus et les coûts reliés aux inventaires de ces deux services, soient des composantes de l'équilibrage saisonnier, ils seraient alloués en fonction du profil de consommation saisonnier (facteur FB05E). À noter cependant que les coûts relatifs à l'entreposage à Dawn (lesquels, selon la proposition d'Énergir, sont fonctionnalisés à la flexibilité opérationnelle) seraient alloués selon le facteur FB01E.

Pointe projetée par opposition à la pointe réelle

[485] En réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur mentionne que les outils d'approvisionnement sont déterminés selon la pointe projetée des clients, par opposition à leur pointe réelle. Toutefois, l'allocation des coûts s'effectue selon leur pointe réelle, par opposition à la pointe projetée²²⁹.

[486] Le Distributeur précise que la pointe projetée est obtenue à l'aide d'une régression linéaire des volumes de la clientèle dont la variable explicative est la température. Dans cette régression linéaire, il existe des clients qui ont des pointes non-coïncidentes, c'est-à-dire une pointe qui ne survient pas avec la majorité des clients. Il note qu'un client peut avoir une pointe non-coïncidente en raison des écarts de température entre les régions

²²⁷ Revenus d'équilibrage saisonnier : proportion des revenus d'équilibrage permettant de récupérer les coûts saisonniers prévus au dossier tarifaire, attribuables à chaque tarif et palier tarifaire, exprimés en pourcentage.

²²⁸ Revenus d'équilibrage pour tous : proportion des revenus d'équilibrage permettant de récupérer les coûts de flexibilité opérationnelle et les coûts non requis pour les besoins de la clientèle prévus au dossier tarifaire, attribuables à chaque tarif et palier tarifaire, exprimés en pourcentage.

²²⁹ Pièce [B-0588](#), p. 28, R-2.4.

ou lorsque la température froide survient la fin de semaine ou pendant la période des Fêtes²³⁰.

[487] Le Distributeur soumet que les profils de consommation, exprimés par la relation A/P, conservent leur proportion les uns envers les autres, qu'ils soient calculés à l'aide des données réelles ou projetées. Pour cette raison, il estime que l'utilisation de la pointe réelle observée pour chaque client permet d'obtenir un résultat d'allocation semblable à celui qui serait obtenu à partir d'une régression par client à la combinaison de température froide, tout en étant plus simple, mesurable et intuitif pour le client²³¹.

10.3 POSITION D'ELENCHUS

[488] En réponse à une DDR de l'ACIG à propos de deux extraits de son rapport en lien avec le CU²³² pour l'allocation des coûts de l'équilibrage, l'expert Todd précise qu'il est possible d'expliquer la causalité des coûts relative à la non-coïncidence des pointes des clients à l'aide du facteur beta dans les portefeuilles d'investissement²³³.

[489] Lorsque la demande d'un client est non-coïncidente avec celle des clients de son tarif (ou palier tarifaire), l'expert soumet que les demandes sont diversifiées. Cette observation est semblable au concept de diversification au sein d'un portefeuille d'investissement. Le point de départ de l'analogie est que le niveau de risque d'un portefeuille est moindre que la somme des risques associés aux actifs individuels qui le composent. L'expert utilise cette analogie, car elle est mieux documentée dans le domaine des finances que dans celui du gaz naturel et de l'électricité.

[490] Le beta est une mesure du risque d'un titre par rapport au marché²³⁴. Par extension, l'expert Todd mentionne que le beta s'assimile à la corrélation des pointes non-coïncidentes et coïncidentes (« facteur de coïncidence »). Un titre ayant un faible beta a un impact

²³⁰ Pièce [B-0588](#), p. 26, R-2.2.

²³¹ Pièce [B-0588](#), p. 28, R-2.4.

²³² Pièce [A-0219](#), p. 42.

²³³ Pièce [A-0300](#), réponses d'Elenchus aux questions 1.1 à 1.5 de l'ACIG.

²³⁴ Le facteur beta représente le risque d'un titre (ou d'un portefeuille de titres) par rapport au marché. Un titre ayant un beta de 1 signifie qu'une augmentation ou une diminution de 1 % de la valeur du marché se traduit par une variation équivalente du titre. Un titre ayant un beta de 0,5 signifie qu'une augmentation ou une diminution de 1 % de la valeur du marché se traduit par une hausse ou une baisse de 0,5 % du titre. Lorsque le beta vaut -1, une augmentation du marché se traduit par une baisse de 1 % du titre et vice et versa.

moindre sur le risque d'un portefeuille qu'un autre ayant un beta plus élevé. Ainsi, un client ayant un faible facteur de coïncidence a un impact plus faible sur la demande totale de son tarif (ou palier tarifaire) qu'un autre dont ce facteur est plus élevé. Puisque sur les marchés, le rendement est concomitant au risque, l'implication théorique, toutes choses étant égales par ailleurs, est qu'un client ayant un faible facteur de coïncidence cause moins de coûts qu'un autre dont ce facteur est plus élevé.

[491] À l'aide de la notion du beta, il est conceptuellement possible d'établir un tarif individuel (ou tarif par palier tarifaire) qui prendrait en compte le facteur de coïncidence spécifique. L'expert note que ce concept est bien compris dans le contexte de la demande de gaz naturel, bien qu'en pratique, il ne connaisse aucun service public qui tente de prendre en compte les facteurs de coïncidence spécifiques pour calculer des tarifs individuels.

[492] Toutefois, le concept sous-tend implicitement certains tarifs spéciaux. Pour certains services de gaz naturel, des tarifs spéciaux sont appliqués aux clients dont la demande est hors pointe, comme les entreprises de pavage qui utilisent le gaz naturel pour chauffer l'asphalte en dehors de la saison de chauffage.

[493] L'expert Todd mentionne qu'il ne serait pas pratique de mettre en œuvre une approche plus raffinée pour récupérer les coûts causaux spécifiques des clients avec la technologie de compteurs actuelle. Conceptuellement, une telle approche pourrait être mise en œuvre avec des compteurs qui enregistrent la demande quotidienne (ou même horaire), avec des données de facturation de qualité en vue de développer un suivi plus précis de la demande coïncidente. Il ajoute que dans le secteur de l'électricité, où l'infrastructure de comptage évoluée est maintenant très répandue, la facturation basée sur la demande de pointe coïncidente est considérée avec prudence en raison de problèmes importants de mise en œuvre et de comportement.

[494] Par ailleurs, l'expert souligne que le CU est un calcul simplifié qui reflète approximativement la causalité des coûts de l'équilibrage. Par exemple, une entreprise de pavage et un client en chauffage peuvent avoir des CU identiques, bien que la première représente une demande hors de la saison de chauffage, qui se traduit par une réduction des coûts totaux d'équilibrage du fait qu'elle aplanit le profil de la demande globale.

[495] L'expert ajoute que l'ampleur des variations saisonnières ne peut être distinguée à l'aide du CU. En effet, le CU ne prend en compte que la demande moyenne et la demande de pointe. Implicitement, cela revient à émettre l'hypothèse que les profils de charge

saisonniers des clients sont similaires. La diversification de leur profil de consommation n'est pas utilisée pour identifier la causalité des coûts ni pour déterminer des tarifs spécifiques. À cet égard, il note qu'il s'agit d'une pratique courante chez les distributeurs gaziers et qu'elle correspond à l'approche « du timbre-poste » qui est couramment appliquée pour fixer les tarifs des services règlementés.

[496] L'expert indique aussi que sa remarque à propos du caractère approximatif du CU implique qu'il puisse exister certaines inégalités entre les clients. Cependant, le recours au CU suppose que les efforts et les dépenses nécessaires pour mettre en œuvre une approche plus précise ne sont pas justifiés. En outre, il soumet que les inégalités résultant de l'approche simplifiée sont atténuées dans l'environnement des tarifs dégroupés d'Énergir. En effet, il mentionne que tout client significativement désavantagé par les hypothèses implicites a la possibilité de choisir des services offerts sur une base concurrentielle.

10.4 POSITION DES INTERVENANTS

[497] L'ACIG mentionne que le recours au CU ne permet pas de bien capter les pointes de consommation non-coïncidentes avec celle du Distributeur. En effet, les clients dont la pointe ne coïncide pas avec celle du Distributeur engendrent des coûts moins importants et ont un effet bénéfique sur la structure d'approvisionnement. L'intervenante soumet que le nouveau cadre conceptuel n'intègre pas cet effet bénéfique²³⁵.

[498] L'ACIG soumet que, en s'appuyant sur le rapport d'Elenchus et sur des réponses de l'expert Todd à ses DDR, le recours au CU est une méthode qui peut être considérée comme étant réductrice. Elle se questionne à savoir si la méthode proposée est meilleure que la méthode actuelle.

[499] En réponse à une DDR de la Régie, l'intervenante précise comment la méthode d'allocation des coûts d'équilibrage pourrait être modifiée pour qu'elle tienne compte des pointes non-coïncidentes. À cet égard, elle propose l'introduction d'un facteur de correction pour tenir compte des consommations hors de la période de chauffage²³⁶.

²³⁵ Pièce [C-ACIG-0145](#), p. 10 à 14.

²³⁶ Pièce [C-ACIG-0147](#), p. 3 et 4, R-1.1.

[500] Lors de l'audience, l'ACIG apporte des précisions sur la détermination du facteur de correction ainsi que sur son utilisation. Elle explique qu'il existe des unités de transport contractées pour les clients de chauffage et des clients industriels qui consomment les unités de transport inutilisées en dehors de la période hivernale. Ainsi, le facteur de correction aurait pour objectif de capter les bénéfices apportés par les clients industriels dont la pointe survient en dehors de la période de chauffage. Ce facteur serait calibré de façon similaire au beta utilisé en finance²³⁷.

[501] Ainsi, l'ACIG demande à la Régie d'enjoindre Énergir d'améliorer sa méthode d'allocation des coûts, notamment pour l'équilibrage, afin de prendre en compte les pointes non-coïncidentes pour obtenir une causalité des coûts la plus équitable et la plus juste possible.

10.5 OPINION DE LA RÉGIE

10.5.1 SUIVI DE LA DÉCISION D-2016-126 COMPRIS À LA SECTION 7.1 DE LA PIÈCE B-0639

[502] Le suivi de la décision D-2016-126 présenté à la section 7.1 de la pièce B-0639 se rapporte à la complémentarité des profils.

[503] C'est dans le contexte de ce suivi que la Régie se prononce sur la recommandation de l'ACIG à l'effet que l'allocation des coûts de l'équilibrage proposée par Énergir devrait prendre en compte les pointes non-coïncidentes pour obtenir une causalité des coûts la plus équitable et la plus juste possible.

[504] En effet, la recommandation de cette intervenante s'appuie sur le rapport d'Elenchus et sur les réponses de l'expert à ses DDR. Or, la Régie constate que dans ses réponses aux DDR de l'ACIG et lors de l'audience, l'expert réitère que le concept du facteur beta est théorique et qu'il ne peut être mis en pratique.

²³⁷ Pièce [A-0323](#), p. 85 à 89.

[505] Lors de l'audience, en réponse à des questions de l'ACIG, l'expert apporte des précisions sur les raisons pour lesquelles il ne serait pas pratique de mettre en œuvre une approche s'appuyant sur le concept qu'il énonce dans le Rapport.

[506] À cet égard, la Régie retient l'extrait suivant des réponses de l'expert Todd à l'ACIG lors de l'audience, car elle estime qu'il met en lumière la difficulté de mettre en œuvre une approche fondée sur la causalité des coûts liée à la non-coïncidence des pointes des clients (diversité des pointes) :

« [...] In the work that I have done in electricity sector, again, with Smart Meters, all the information is available. The challenge is how you use that in a way that correctly affects customer behaviour because cost allocation and rate design is supposed to cause efficient use of the system. So the goal is to have a cost going to the customer that reflects the costly cause. But that only works if the customer knows when the peak is and what their impact on the peak is.

And the problem is that a customer does not know when the system peak is until after the fact. So it's very hard for a customer to be incented to the price to reduce the demand at the system peak when they don't know when the system peak is.

There is a practical reality. So you end up with a random benefit to the rate structure when you allocate based on coincident peak »²³⁸.

[507] Également, la Régie souligne que le concept avancé par l'expert, bien qu'il soit théorique, a permis de démontrer que l'allocation des coûts à l'aide du CU est une approximation, notamment, car elle ne permet pas de prendre en compte tous les aspects des profils annuels de consommation²³⁹.

[508] Cependant, la Régie partage l'avis de l'expert à l'effet que cette approximation, même si elle peut créer des iniquités entre les clients, demeure un compromis raisonnable entre la simplicité et la précision²⁴⁰.

²³⁸ Pièce [A-0320](#), p. 205 et 206.

²³⁹ Pièce [A-0320](#), p. 201.

²⁴⁰ Pièce [A-0320](#), p. 201.

[509] Pour les raisons mentionnées par l'expert, soit que l'allocation des coûts et les tarifs doivent donner lieu à une utilisation efficiente des outils de transport et d'équilibrage, la Régie estime que le développement du facteur de correction proposé par l'ACIG ne peut se faire de façon heuristique²⁴¹.

[510] Pour cette raison, la Régie souligne que le développement d'un tel facteur reviendrait à développer une nouvelle méthode d'allocation des coûts de l'équilibrage, laquelle pourrait impliquer des coûts et des efforts importants.

[511] En outre, la Régie constate que les exemples utilisés par l'ACIG, lors de l'audience, pour démontrer qu'il existe des clients industriels dont la pointe survient hors de la période de chauffage font intervenir des clients dont une partie de la consommation se trouve au tarif D₅²⁴². Or, c'est cette consommation qui semble générer les pointes car, selon le témoignage entendu lors de l'audience, les consommations au tarif D₄ sont stables²⁴³.

[512] Ainsi, l'ajout d'un facteur de correction pourrait apporter un biais à l'allocation des coûts selon le CU, laquelle prend également en compte le principe que le service interruptible est un outil d'approvisionnement reconnu et rémunéré au service d'équilibrage.

[513] Ainsi, bien qu'Énergir dispose de toutes les données requises pour mettre en place le facteur de correction proposé par l'ACIG, pour les motifs mentionnés ci-dessus, la Régie ne retient pas la proposition de l'intervenante.

[514] La Régie souligne que les explications de l'expert Todd dans le Rapport, dans ses réponses aux DDR de l'ACIG et lors de l'audience à propos de la causalité des coûts liée à la non-coïncidence des pointes des clients (diversité des pointes) répondent adéquatement à ses attentes et aux questions posées dans sa décision D-2016-126 sur la complémentarité des profils.

²⁴¹ Dans le sens que tout facteur de correction serait déterminé de façon plus ou moins approximative sans en connaître l'impact réel sur la structure des tarifs, ou dans les mots de l'expert : « *There is a practical reality. So you end up with a random benefit to the rate structure when you allocate based on coincident peak* ».

²⁴² Pièce [C-ACIG-0149](#), p. 8.

²⁴³ Pièce [A-0323](#), p. 86.

[515] **Ainsi, la Régie prend acte du dépôt de la réponse d'Énergir présenté à la section 7.1 de la pièce B-0639.**

10.5.2 SUIVI DE LA DÉCISION D-2016-126 COMPRIS À L'ANNEXE 7 DE LA PIÈCE B-0639

[516] Le suivi de la décision D-2016-126 présenté à l'annexe 7 de la pièce B-0639 porte sur le balisage, la gestion horaire du réseau ainsi que sur l'infrastructure de mesurage avancée²⁴⁴. **La Régie prend acte des réponses d'Énergir à ce suivi et s'en déclare satisfaite.**

10.5.3 SUIVI DE LA DÉCISION D-2020-047

[517] Énergir demande à la Régie de prendre acte des réponses au suivi lié à la décision D-2020-047 et de s'en déclarer satisfaite.

[518] À cet égard, la Régie constate que le Distributeur propose le maintien du facteur d'allocation qu'elle avait approuvé de façon temporaire dans sa décision D-2020-047, soit le facteur FB01DN. Il propose cependant de le modifier afin qu'un client de la zone Nord qui s'approvisionnerait en franchise à l'intérieur même de cette zone, sans consommer du gaz naturel qui transiterait par les conduites de Champion, ne se voit pas allouer de coûts liés à cet actif.

[519] Par ailleurs, la Régie note qu'aucun intervenant ne s'est prononcé sur cette question.

[520] **La Régie est d'accord avec la proposition de modification du facteur d'allocation FB01DN, car elle respecte la causalité des coûts, comme amplement documentée dans la décision D-2020-047. Par ailleurs, elle prend acte des réponses liées à la décision D-2020-047 et elle s'en déclare satisfaite.**

²⁴⁴ Décisions [D-2016-126](#), p. 19 et 20, par. 72 et 74, [D-2020-006](#), p. 8 à 10, par. 19 à 24, [D-2020-153](#), p. 18, par. 71, et [D-2021-003](#), p. 17, par. 71.

10.5.4 FACTEURS D'ALLOCATION

[521] Comme expliqué à la section 10.5.1 de la présente décision, la Régie ne donne pas suite à la recommandation de l'ACIG de rejeter l'allocation des coûts à l'aide du CU. Également, elle remarque que l'expert Todd et la FCEI ne s'opposent pas à cette proposition d'Énergir d'utiliser le CU pour allouer les coûts de l'équilibrage saisonnier.

[522] La Régie a examiné les facteurs d'allocation proposés par Énergir. Elle note que les facteurs d'allocation, autres que le CU, ne font pas l'objet d'une quelconque contestation. À cet égard, elle souligne que les facteurs d'allocation proposés découlent de la nouvelle méthode de fonctionnalisation.

[523] **Ainsi, la Régie approuve les facteurs d'allocation des coûts proposés, comme décrits à l'annexe 6 de la pièce B-0639.**

11. MÉTHODES ET PARAMÈTRES DE LA NOUVELLE OFFRE DE SERVICE INTERRUPTIBLE

11.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[524] Énergir identifie quatre facteurs déterminants pour l'inciter à analyser de nouvelles options pour le service interruptible²⁴⁵ :

- Le prolongement des durées des contrats de transport, lequel découle de l'évolution du marché nord-américain du gaz naturel, en matière de fourniture, de transport et de stockage ainsi que les modifications aux infrastructures de transport.
- La migration des clients du service interruptible vers le service continu, dont la tendance s'est accentuée après l'hiver 2013-2014. Rappelons que l'hiver 2013-2014 a été rigoureux et que les journées d'interruption ont été nombreuses.

²⁴⁵ Pièce [B-0656](#), p. 6 et 7.

- L'augmentation des besoins en capacité de transport causée par le retour de nombreux clients au service de transport du Distributeur. En 2013, 179 clients détenaient leur propre capacité de transport, pour un total de 1 952 10³m³/jour. En 2015, il n'en restait que 13, pour une capacité totale de 252 10³m³/jour.
- Les modifications à sa méthode de prévision de la demande en journée de pointe qui ont entraîné une augmentation des besoins de capacité de transport, à compter des années tarifaires 2014-2015 et 2015-2016.

[525] Ainsi, Énergir indique qu'à moyen et long termes, elle doit demander à TCPL la construction de nouvelles infrastructures de transport afin d'augmenter les capacités²⁴⁶.

[526] Dans le cadre de la phase 2 du dossier tarifaire R-3837-2013, Énergir notait que le changement à sa méthode de prévision de la demande de pointe causait des besoins supplémentaires de transport se chiffrant à environ 20 M\$ pour chacune des années 2014 à 2016. Ce coût annuel prend en compte la revente de transport inutilisé et les prix de revente présentés au dossier tarifaire²⁴⁷.

[527] Dans sa décision D-2013-179²⁴⁸, la Régie s'est questionnée sur la pertinence de contracter des capacités de transport ferme pour satisfaire ce besoin de pointe, étant donné la faible récurrence des journées de pointe hivernale que la preuve au dossier permettait de constater²⁴⁹. Ainsi, afin de satisfaire la demande de pointe, la Régie demandait à Énergir :

- de considérer une modification aux conditions de service pour que les clients en « gaz d'appoint pour contrer une interruption » (GAI)²⁵⁰ s'interrompent lorsque requis;
- la création d'une nouvelle classe de service interruptible pour les interruptions exceptionnelles;
- l'augmentation de la capacité de vaporisation à l'usine LSR.

²⁴⁶ Pièce [B-0656](#), p. 7.

²⁴⁷ Dossier R-3837-2013 Phase 2, pièce [B-0204](#), annexe 1, ligne 41.

²⁴⁸ Dossier R-3837-2013 Phase 2, décision [D-2013-179](#).

²⁴⁹ Dossier R-3837-2013 Phase 2, décision [D-2013-179](#), p. 10 à 13, par. 30 à 54.

²⁵⁰ Dossier R-3837-2013 Phase 2, Service de gaz d'appoint pour éviter une interruption. Par exemple, se référer à la pièce [A-0042](#), p. 130.

[528] À la suite des réponses d'Énergir à ce suivi²⁵¹, la Régie, dans sa décision D-2014-201, lui demandait de revoir les volets A et B du service interruptible et d'examiner la possibilité de mettre en place un volet super interruptible (volet C)²⁵².

[529] Énergir souligne qu'au cours des dernières années, la Régie a demandé plusieurs suivis, principalement en raison de l'évolution du marché des approvisionnements gaziers, dont, notamment, la considération des propositions d'OC afin d'éliminer la présence de clients interruptibles resquilleurs (*freeriders*)²⁵³, la minimisation de l'impact, sur les clients en service continu, des migrations des clients interruptibles vers le service continu²⁵⁴ et la fonctionnalisation des revenus pour les retraits interdits et les écrêtements entre les différents services²⁵⁵.

[530] La demande d'Énergir présente donc une nouvelle offre interruptible qui, selon elle, répond aux autres suivis demandés par la Régie.

11.2 ÉVOLUTION DU SERVICE INTERRUPTIBLE

Historique et modalités du service interruptible existant

[531] Énergir rappelle que le premier tarif pour un service interruptible a été mis en place en 1977²⁵⁶. Ce service était un outil d'optimisation des coûts d'approvisionnement. Elle explique qu'à l'époque, les outils de transport étaient contractés pour satisfaire les besoins de la pointe hivernale des clients en service continu et, qu'ainsi, il existait un excédent disponible en période estivale, parfois au printemps et à l'automne, pour les clients interruptibles.

[532] Au cours des années 1980, le Distributeur a cherché à renforcer sa position concurrentielle par rapport aux autres sources d'énergie, dont l'électricité. Pour atteindre cet objectif, le service interruptible a été adapté et différents volets y ont été ajoutés. En plus de servir d'outils d'optimisation des coûts d'approvisionnement, le service

²⁵¹ Dossier R-3879-2014 Phase 2, pièce [B-0047](#) et décision [D-2014-201](#), p. 40 à 46, par. 142 à 167.

²⁵² Dossier R-3879-2014 Phase 2, décision [D-2014-201](#), p. 55, par. 208 à 212.

²⁵³ Dossier R-3809-2012, décision [D-2012-158](#), p. 25, 26, 30 et 31.

²⁵⁴ Dossier R-3879-2014 Phase 2, décision [D-2014-201](#), p. 37 à 39, 52 et 53.

²⁵⁵ Dossier R-3916-2014, décision [D-2015-125](#), p. 36 et 37, par. 107 et 110.

²⁵⁶ Ordonnance G-166.

interruptible a été rendu plus attrayant et compétitif afin de développer le marché du gaz naturel.

[533] Le service interruptible existant (tarif D₅) est accessible aux clients devant posséder des installations permettant d'interrompre leur consommation, notamment l'hiver. Il s'agit de clients ayant une forte consommation, puisque le seuil d'accès est un volume quotidien moyen de 3 200 m³ par jour (incluant le volume souscrit au service à débit stable, s'il y a lieu). Ce service comprend les volets A et B.

[534] Le nombre maximal de jours d'interruption du volet A est déterminé annuellement et communiqué aux clients, en conformité avec l'article 15.4.6 des *Conditions de service et Tarif*. Il est plus élevé que le nombre de jours maximal d'interruption du volet B, lequel est limité à 20 ou 30, selon le palier.

[535] En échange d'un service pouvant être interrompu pendant un nombre maximum de jours préétablis, les clients interruptibles paient un tarif avantageux, tant au service de distribution qu'au service d'équilibrage.

[536] Les règles tarifaires relatives au service interruptible se trouvent à l'article 15.4 des *Conditions de service et Tarif*. De façon générale, Énergir mentionne que le prix du service de distribution résulte des éléments suivants :

- *Le taux unitaire au volume retiré.* Il s'agit du taux de distribution, lequel est un taux unitaire multiplié par le volume retiré. Ce taux unitaire est établi selon le volume quotidien moyen projeté et ensuite facturé selon les volumes mensuels consommés. Le taux de distribution ne comporte pas de portion fixe.
- *Les réductions.* Deux réductions du taux unitaire au volume retiré sont accordées selon les critères suivants :
 - une réduction pour les contrats d'une durée supérieure à 12 mois qui peut atteindre 40 % pour un contrat de cinq ans;
 - une réduction additionnelle pour tout engagement de consommation, obligation minimale annuelle, supérieure à 60 % du volume projeté, qui peut représenter 30 % pour un engagement de 85 % ou plus.

- *Les retraits interdits.* Entre novembre et mars, un client interruptible qui consomme, malgré l'avis d'interruption, est assujéti à une pénalité de 50 ¢/m³ au tarif de distribution et au plus grand prix entre celui du marché et celui du mazout n^o 6 au moment du retrait.
- *Combinaison tarifaire.* Il est possible de combiner un tarif interruptible avec un tarif en service continu et stable. Dans le cas d'une combinaison tarifaire, les volumes sont d'abord considérés en service continu et stable jusqu'à concurrence du volume souscrit, puis en service interruptible pour l'excédent. Cette option permet de minimiser le prix payé pour l'ensemble du service de gaz naturel en profitant à la fois du prix avantageux du service interruptible et d'une optimisation de prix en service à débit stable.

[537] En ce qui a trait au tarif d'équilibrage, Énergir explique que le tarif actuel repose sur trois paramètres de consommation, soit A (consommation journalière moyenne annuelle), H (consommation journalière moyenne d'hiver) et P (consommation journalière de pointe). Pour les clients du service interruptible, les paramètres A, H et P sont ajustés afin de prendre en compte le nombre maximal de jours d'interruption ainsi que le nombre de jours réels d'interruption. Ces ajustements procurent aux clients du service interruptible un rabais à l'équilibrage par rapport aux autres clients.

État de la situation

[538] Énergir rappelle que le nombre de clients au service interruptible est en baisse depuis les 15 dernières années, puisqu'il est passé de 245 clients à ce service en 2003 à 76 clients en 2017, ce nombre demeurant stable depuis²⁵⁷. Elle note également que les volumes retirés par les clients interruptibles ont suivi cette même tendance baissière. Elle remarque que ce déclin de l'importance relative de la clientèle interruptible, tant en nombre de clients qu'en volumes retirés, s'est produit dans un contexte de croissance générale des volumes distribués²⁵⁸.

[539] Au cours des années 2013-2014 et 2014-2015, les clients du service interruptible ont subi des interruptions plus importantes que par le passé. Dans certains cas, le nombre maximal de jours d'interruption a été atteint. Par ailleurs, le GAI a été difficilement

²⁵⁷ Pièces B-0592 (fichier Excel qui ne peut être consulté sur le site internet de la Régie) et [B-0656](#), p. 12.

²⁵⁸ Pièce [B-0656](#), p. 12 et 13.

accessible et s'est négocié à un prix plus élevé que dans les années antérieures. En raison du prix relativement élevé des énergies alternatives, les clients ont parfois choisi de consommer en retraits interdits, malgré la réception d'un avis d'interruption.

[540] Énergir constate que les clients du service interruptible ont migré vers le service continu et que cette tendance s'est accentuée à la suite des deux hivers très froids qui ont entraîné un nombre accru de journées d'interruption. Elle note que la clientèle a cherché à éviter les inconvénients liés aux interruptions de service.

[541] À cet égard, le Distributeur présente un tableau illustrant l'évolution des interruptions nettes au cours des dernières années²⁵⁹. Ce tableau indique plus particulièrement que les volumes de GAI ont été supérieurs aux volumes d'interruptions brutes en 2010-2011 et 2011-2012. Il explique que les interruptions brutes représentent une projection établie *a priori* de ce qui pourrait être consommé par les clients, s'ils n'étaient pas interrompus, alors que les volumes de GAI correspondent à leur consommation réelle.

[542] Énergir a mandaté la firme *Extract recherche marketing* afin de réaliser un sondage sous la forme d'entrevues en profondeur, auprès de 15 clients Ventes grandes entreprises (VGE), en juillet 2013, à l'égard des *Conditions de service et Tarif*. Ce sondage montre que les clients choisissaient le tarif interruptible principalement pour :

- profiter du prix avantageux qu'il procurait et éviter de souscrire à un volume élevé en service continu nécessaire à leur pointe;
- s'assurer d'un volume minimal en service continu et bénéficier des conditions avantageuses du service interruptible pour la différence de volumes requis.

[543] Le sondage indique également que les clients du service interruptible étaient insatisfaits du nombre grandissant de journées d'interruption des dernières années. La moitié des clients consultés mentionnaient qu'ils migreraient au tarif D₄ si le gaz d'appoint pour pallier les interruptions n'était plus disponible. Trois clients sur dix resteraient au service interruptible puisqu'ils étaient en mesure d'utiliser une source alternative d'énergie. Deux clients sur dix demeureraient au tarif interruptible, mais indiquaient qu'ils devraient apporter des changements à leurs équipements permettant l'utilisation d'une source alternative d'énergie²⁶⁰.

²⁵⁹ Pièce [B-0656](#), p. 14, tableau 1.

²⁶⁰ Pièce [B-0656](#), p. 15.

11.3 OBJECTIFS DE L'OFFRE INTERRUPTIBLE

[544] Énergir soumet que le service interruptible permet une optimisation des coûts des approvisionnements de deux façons :

- Réduction de la demande lors des journées de pointe hivernale par rapport à une situation où tous les clients consommeraient de façon continue. Conséquemment, réduction du besoin en outils d'approvisionnement.
- Vente des surplus de gaz naturel observés durant les périodes plus chaudes de l'année pendant lesquelles la demande est plus faible. Également, utilisation par les clients interruptibles des capacités de transport contractées pour desservir les clients en service continu en hiver, lesquelles sont en excédent en été. Conséquemment, minimisation des coûts échoués liés à l'excédent de transport pour satisfaire la demande durant la période froide.

[545] Par ailleurs, Énergir mentionne que le service interruptible n'est plus le meilleur outil pour satisfaire ses besoins commerciaux. Elle indique toutefois que ces derniers seront examinés dans le cadre de la phase 4 du présent dossier.

[546] Quant aux interruptions pour le service de distribution, ce sujet a été abordé dans le cadre des problèmes de saturation du réseau de distribution. Ces derniers ne sont pas reliés à la structure d'approvisionnement en amont du réseau. Par exemple, lors d'une journée froide, la capacité disponible en amont du réseau de distribution pourrait être suffisante pour alimenter l'ensemble de la demande du Distributeur, même si un segment de ce réseau est saturé et qu'il contraint la desserte de la clientèle de ce segment²⁶¹. Énergir précise que les travaux autorisés par la décision D-2020-011²⁶² rendue dans le dossier R-4108-2019 permettront de résoudre les enjeux de saturation du réseau et, par conséquent, les besoins d'interruption reliés à la saturation du réseau de distribution, du moins dans un avenir prévisible. Elle mentionne ainsi que le besoin d'interruption pour le service de distribution relié à de potentiels enjeux de saturation de réseau sera également traité en phase 4 du présent dossier²⁶³.

²⁶¹ Pièce [B-0656](#), p. 16.

²⁶² Décision [D-2020-011](#).

²⁶³ Pièce [B-0588](#), p. 80, R-19.1.

[547] Au présent dossier, Énergir présente une nouvelle offre de service interruptible axée sur l'optimisation des coûts d'approvisionnement. Elle souhaite que cette nouvelle offre permette de maximiser les économies sur les coûts d'approvisionnement pour l'ensemble de la clientèle²⁶⁴. Cette nouvelle offre vise les trois objectifs suivants :

- offrir une alternative à l'achat d'outils en période de pointe pour les clients en service continu;
- offrir un moyen d'écouler les surplus de transport au meilleur prix possible tout au long de l'année;
- reconnaître les coûts de l'option interruptible uniquement dans le service d'équilibrage.

Elle précise que ce troisième objectif équivaut à reconnaître les coûts de l'option interruptible uniquement dans les coûts des approvisionnements gaziers²⁶⁵.

11.4 CAUSALITÉ DES COÛTS

[548] Énergir mentionne qu'il est possible de réduire les coûts totaux d'approvisionnement en remplaçant des outils de transport annuels par des outils saisonniers à moindre coût. À cet égard, elle réfère à la section 2.1.4 de la pièce B-0133²⁶⁶ pour plus d'explications.

[549] Énergir explique le concept sous-jacent à la détermination du prix de la nouvelle offre de service interruptible. En émettant l'hypothèse que tous les clients sont en service continu, elle soumet que, en périodes plus froides, l'interruption de la consommation de gaz naturel peut être considérée comme un outil saisonnier d'approvisionnement. En effet, les interruptions permettent de diminuer la demande de la clientèle et, par conséquent, de réduire les coûts des outils d'approvisionnement.

[550] Or, puisque les clients qui acceptent de s'interrompre doivent être rémunérés pour les volumes rendus disponibles à l'interruption, il existe un coût pour l'outil « Offre interruptible ».

²⁶⁴ Pièce [B-0656](#), p. 20.

²⁶⁵ Pièces [B-0656](#), p. 16, et [B-0588](#), p. 67.

²⁶⁶ Pièce [B-0133](#), p. 33 à 42.

[551] Au moment de la planification annuelle des approvisionnements, le Distributeur tient compte des coûts relatifs de chacun des outils d'approvisionnement. Pour combler la demande, il doit donc choisir entre l'outil « Offre interruptible » ou contracter des outils d'approvisionnement additionnels. Si le coût de l'outil « Offre interruptible » est supérieur au coût de l'alternative, il serait avantageux de contracter davantage d'outils d'approvisionnement plutôt que d'offrir une option interruptible²⁶⁷.

[552] Énergir mentionne que le coût de sa nouvelle offre de service interruptible a été fixé de façon à être avantageux par rapport au coût des autres outils d'approvisionnement contractés en l'absence de volume interruptible. De plus, l'offre interruptible proposée a été calibrée de façon à ce que l'impact total (à la baisse) sur les coûts d'approvisionnement soit supérieur au total des montants compensatoires octroyés aux clients pour les volumes rendus disponibles. Ainsi, l'épargne générée par l'offre sera bénéfique pour l'ensemble de la clientèle, tant en service continu qu'au service interruptible.

Coût des outils de transport

[553] Énergir mentionne qu'il est nécessaire de calculer le coût par unité de pointe de chaque outil afin de pouvoir comparer le coût des outils de transport annuel avec le coût de l'outil de remplacement, soit le coût de l'offre interruptible. Elle précise que le coût par unité de pointe correspond au coût d'approvisionnement de la dernière unité livrée lors de la journée de pointe.

[554] Afin de quantifier l'apport à la pointe, Énergir précise qu'elle évalue le coût de détenir l'outil pour un usage en journée de pointe. Ce calcul correspond au coût de la prime fixe annuelle de l'outil de transport pour une quantité d'un GJ, selon les derniers tarifs en vigueur. Pour le tarif à partir d'Empress, une réduction du prix de la fourniture de 0,70 \$/GJ a également été appliquée. Normalement, seuls les outils disponibles et remplaçables à long terme seraient évalués, tels que les outils de transport contractés auprès de TCPL. Parmi les différents outils disponibles, l'outil remplaçable à long terme qui s'avère le moins coûteux serait celui du tronçon Parkway - Énergir EDA²⁶⁸.

²⁶⁷ Pièce [B-0656](#), p. 17.

²⁶⁸ Pièce [B-0588](#), p. 62.

[555] Par ailleurs, le Distributeur mentionne que le coût annuel des capacités de transport sur le tronçon Dawn – EDA est fixe à 316,97 \$/GJ ou 26,41 \$/GJ/mois²⁶⁹.

[556] Lorsque cet outil de transport est utilisé tous les jours, son coût unitaire journalier est de 0,87 \$/Gj²⁷⁰. Par contre, s'il n'est utilisé qu'une seule journée, son coût unitaire est de 316,97 \$/Gj. Dans tous les cas, le coût total annuel pour combler un besoin de pointe est de 316,97 \$/Gj ou 12,01 \$/m³. Si le Distributeur peut remplacer l'outil de transport sur ce tronçon, alors l'outil de remplacement doit coûter moins de 12,01 \$/m³ par jour de pointe afin que l'opération soit rentable.

[557] Le tableau suivant présente le coût de différents tronçons de transport en jour de pointe (sans différentiel de prix pour le lieu). L'offre interruptible doit permettre des économies par rapport à l'outil de transport le moins cher, soit le tronçon Dawn – Parkway – EDA.

TABLEAU 16
COÛTS DE TRANSPORT SELON LE TRONÇON (SANS DIFFÉRENTIEL POUR LE LIEU)

	<i>FT Toll</i>	<i>Abandonment Surcharge</i>	<i>Union</i>	<i>Total / jour de pointe</i>	
	\$/GJ/mois	\$/GJ/mois	\$/GJ/mois	\$/GJ	\$/m ³
Dawn – EDA	24,96083	1,45344		316,97	12,01
Empress – EDA	61,27133	5,30407		798,90	30,27
Dawn – Parkway – EDA	19,47488	1,08161	2,604	277,93	10,53

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0656](#), p. 19, tableau 2.

Coût de l'offre interruptible

[558] Afin d'évaluer le coût de l'offre interruptible existante, soit la compensation présentement versée aux clients du service interruptible, Énergir compare les revenus de

²⁶⁹ Tarifs de TCPL amendés au 29 janvier 2016 : 24,96083 \$/mois (FT Toll) + 1,45344 \$/mois (*Abandonment Surcharge*).

²⁷⁰ Soit 316,97 \$ ÷ 365 jours.

distribution et d'équilibrage qui ont été générés par la clientèle du service interruptible à ceux qui auraient été générés si cette clientèle avait adhéré à un tarif du service continu. L'écart entre les revenus représente le coût lié au tarif préférentiel accordé à la clientèle du service interruptible.

[559] Le Distributeur mentionne que cette approche ne permet pas de calculer avec exactitude le coût de l'offre interruptible existante, puisque les tarifs en vigueur seraient différents si tous les clients étaient en service continu. Toutefois, l'exercice permet d'obtenir un ordre de grandeur évalué à 19,8 M\$ pour l'année 2014–2015.

[560] De plus, Énergir estime le coût par unité de pointe de l'offre interruptible existante en utilisant la formule suivante :

$$\frac{\text{Coût total de l'offre interruptible (\$)}}{\text{Réduction des outils de transport (GJ ou m}^3\text{)}}$$

[561] Pour l'année 2014-2015, le Distributeur soumet que le coût de l'offre interruptible existante est de 12,67 \$/m³, ce qui est largement inférieur au coût sur le tronçon Empress – GMIT EDA de 30,27 \$/m³ qui serait requis si la clientèle interruptible s'approvisionnait par le biais d'un service continu.

[562] À la suite du déplacement complet de la structure d'approvisionnement vers Dawn, Énergir note que l'alternative de référence est le tronçon de transport Dawn – Parkway – GMIT EDA dont le coût se chiffre à 10,53 \$/m³/jour, comparativement à 30,27 \$/m³ sur le tronçon Empress – GMIT EDA.

[563] Le Distributeur conclut que le coût de l'offre interruptible ne devrait pas excéder celui du tronçon Dawn – Parkway – GMIT EDA, soit 10,53 \$/m³. Dans le cas contraire, il serait préférable de ne pas offrir une option interruptible et de contracter les capacités de transport additionnelles requises.

11.5 OPTIONS PRÉLIMINAIRES ENVISAGÉES

Reconnaissance de l'interruptible à l'équilibrage

[564] Énergir propose que la contribution de la clientèle interruptible soit reconnue et rémunérée uniquement au service d'équilibrage, plutôt qu'aux services de distribution et d'équilibrage. Sa proposition comprend également le retrait du tarif interruptible au service de distribution (tarif D₅).

[565] En appui à sa proposition, Énergir soumet les motifs suivants :

- la présence d'un lien de causalité entre l'interruptible et le service d'équilibrage, dans la mesure où l'offre interruptible permet de réduire les achats de transport aux fins d'équilibrage, et l'absence d'un lien de causalité entre le recours à l'interruptible pour réduire les coûts d'acheminement de la fourniture en franchise et la capacité du réseau de distribution à satisfaire la demande de l'ensemble de la clientèle;
- une logique de coût par laquelle les clients interruptibles étant assurés de leur tarif préférentiel, peu importe les volumes interrompus, sont plutôt encouragés à éviter les interruptions en ayant recours au GAI ou même en acceptant de payer des pénalités pour retraits interdits.

[566] Le Distributeur soumet que l'approche qu'il propose s'inspire en partie d'une méthode soumise dans le dossier R-3323-95 sur la question de l'allocation des coûts de transport et d'équilibrage. Il s'inspire également de l'option interruptible offerte par Hydro-Québec Distribution à ses grands clients du tarif L depuis 2003 et reconduite à deux reprises depuis. Enfin, il souligne qu'il existe des similitudes entre son approche et le service interruptible en place chez les distributeurs Enbridge Gas et Gazifère Inc., ces dernières offrant un crédit pour interruption sur les volumes quotidiens moyens.

Valeur de l'offre interruptible

[567] Présentement, l'obtention d'un tarif avantageux offert aux clients interruptibles requiert l'ajustement des paramètres A, H et P dans la formule du tarif de l'équilibrage. Énergir propose de mettre fin à cette approche et de la remplacer par un crédit calibré, à

partir des outils de comparaison, soit l'achat de transport FTSH sur le tronçon Dawn – Parkway – EDA.

[568] Énergir explique que la rémunération proposée repose sur les volumes « non consommés » et « rendus disponibles » par les clients. Elle note qu'il est important d'évaluer correctement les volumes pour lesquels des crédits seront versés. Une évaluation erronée des volumes pourrait fausser le coût de l'interruptible et le rendre supérieur au coût de l'alternative, soit l'approvisionnement en transport FTSH.

[569] Afin d'évaluer adéquatement les volumes de transport que l'interruptible permet d'éviter, Énergir prend en compte les éléments suivants dans leur calcul :

- un client qui consomme de façon stable permet d'assurer un volume interruptible stable tout au long de l'hiver, alors qu'un client à consommation variable pourra offrir de plus ou moins grandes quantités chaque jour;
- la demande est plus élevée pendant les jours de semaine (lundi-jeudi) que pendant les fins de semaine (vendredi-dimanche) ou les jours fériés;
- le service interruptible peut être nécessaire en dehors de la journée de pointe :
 - plusieurs journées d'interruption peuvent être requises;
 - les journées d'interruption en hiver extrême peuvent survenir à la fin de l'hiver à des températures beaucoup moins froides qu'à la pointe, tout en requérant le même volume interruptible qu'à la journée de pointe.

[570] Afin de tenir compte de ces éléments, le Distributeur propose de calculer le volume rémunéré à l'interruptible à l'aide de la formule suivante :

$$VQI_i = VPI_i - VMC_i$$

où : VQI_i = Volume quotidien interruptible du client i ;

VPI_i = Volume moyen de la période d'interruption du client i ;

VMC_i = Volume maximum en service continu du client i .

[571] Le volume moyen de la période d'interruption (VPI) est une estimation de la consommation quotidienne du client, n'eût été de l'interruption. Le VPI serait déterminé au moment de l'adhésion du client à l'offre interruptible, à partir de la moyenne des

volumes retirés durant les journées d'hiver de l'année précédente²⁷¹, à moins que des changements importants soient prévus à la consommation du client. Le calcul ne tiendrait compte que des volumes consommés lors des journées ouvrables, du lundi au jeudi. La période du 1^{er} décembre au 28 février serait retenue pour l'évaluation du VPI afin de calquer la nouvelle période proposée pour déterminer la pointe du client²⁷², malgré que le service puisse être interrompu hors de cette période²⁷³.

[572] Quant au volume maximum en service continu (VMC), il correspond au retrait quotidien maximum que le client s'engage à ne pas excéder lors d'une journée d'interruption. En cas de dépassement de ce seuil volumétrique, le client se verrait imposer une pénalité. Le VMC serait fixé par le client au moment de l'adhésion à l'option interruptible et pour une période correspondant à la durée du contrat à l'interruptible. Le Distributeur précise que l'option interruptible requiert que les clients se munissent d'un appareil permettant la lecture quotidienne de leur consommation, comme c'est le cas présentement.

[573] À l'automne 2015, Énergir a demandé à ses clients VGE de commenter cinq options interruptibles envisagées. L'objectif qu'elle recherchait était de s'assurer de la mise en place d'une option interruptible qui obtiendrait la faveur de la clientèle et qui serait rentable.

[574] Le Distributeur rappelle que la valeur du crédit accordé ne doit pas excéder le coût du transport Dawn – Parkway – EDA, soit environ 10 \$/m³. Il ajoute que la valeur du crédit doit même être inférieure à ce coût, pour les raisons suivantes :

- le crédit accordé sur les volumes interruptibles doit tenir compte de la plus grande complexité opérationnelle qu'impose leur gestion;
- l'interruption vient réduire les revenus de transport générés par le client interruptible ainsi que le potentiel de revente des excédents;
- Énergir cherche à diminuer le coût de ses outils d'approvisionnement par l'offre interruptible et à faire bénéficier l'ensemble de la clientèle du coût évité découlant de la présence des volumes interruptibles.

²⁷¹ Détails à l'annexe 2 de la pièce [B-0656](#).

²⁷² Se référer à la pièce [B-0639](#), p. 80 à 85, section 2.3.4.

²⁷³ Énergir précise que la majorité des interruptions devrait survenir entre décembre et février. Par contre, elle mentionne qu'elle pourrait interrompre les clients en novembre, en mars ou encore pendant les autres mois de l'année, pour des motifs opérationnels.

[575] Conséquemment, Énergir estime que le crédit maximal devrait s'élever à environ 7,50 \$/m³, soit à peu près 75 % du coût de l'alternative. Les options interruptibles ont été calibrées de façon à ne pas excéder ce crédit, afin de vérifier l'intérêt de la clientèle. Le crédit serait accordé au service d'équilibrage²⁷⁴.

[576] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir précise que l'offre interruptible a été calibrée par rapport aux autres outils alternatifs du plan d'approvisionnement. Ainsi, dans l'éventualité où elle souhaiterait ajuster l'offre interruptible au cours d'une prochaine cause tarifaire, une modification des crédits serait la conséquence d'une variation substantielle des coûts alternatifs, soit les coûts évités, et non une modification à la limite maximale de 75 % des coûts évités²⁷⁵.

[577] Énergir a envisagé cinq options²⁷⁶. Elle précise que les options 1 et 2 sont envisagées en remplacement du volet A du service interruptible actuel et que l'option 3 sert à remplacer le volet B. Les options 4 et 5 répondent à la demande de la Régie de développer une option interruptible aux fins de la gestion de la pointe. Comme les besoins pour ces deux dernières options pourraient être limités, leur accès serait restreint selon les clients ayant les volumes quotidiens interruptibles (VQI) les plus élevés.

[578] Les modalités applicables pour l'ensemble des offres interruptibles ont été définies et soumises pour appréciation, lors de la consultation des clients VGE, et se définissent comme suit :

Préavis d'entrée : Le client qui désirerait participer à l'offre interruptible devrait en aviser le Distributeur avant le 1^{er} décembre, pour une entrée au plus tôt au 1^{er} novembre suivant;

Préavis de sortie : Le client qui ne désirerait plus participer à l'offre interruptible devrait donner un préavis de trois ans.

Pénalités pour retraits interdits : Une pénalité de 5 \$/m³ serait applicable lorsque le client consommerait au-delà de son VMC, malgré un avis d'interruption.

²⁷⁴ L'annexe 3 de la pièce [B-0656](#) détaille la façon dont les crédits ont été déterminés.

²⁷⁵ Pièce [B-0634](#), p. 59, R-13.3.

²⁷⁶ Pièce [B-0656](#), p. 28 à 31.

11.6 ÉVALUATION DE L'IMPACT DES OPTIONS PRÉLIMINAIRES ENVISAGÉES SUR LES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

[579] Énergir évalue l'effet des différentes options interruptibles sur les coûts des outils d'approvisionnement afin de s'assurer que les économies potentielles soient suffisantes pour justifier les crédits qui seraient offerts aux clients du service interruptible.

[580] Pour y arriver, elle a constitué un plan d'approvisionnement théorique pour l'année 2018. Ce plan sert de scénario de référence dans lequel il est supposé que tous les clients interruptibles adhèrent à un tarif en service continu. Ce plan d'approvisionnement théorique repose sur les données du plan d'approvisionnement 2016-2019²⁷⁷, mais certaines données ont été ajustées. De plus, puisque la demande des clients interruptibles lors des journées d'interruption est inconnue, elle a été déterminée à l'aide d'hypothèses²⁷⁸.

[581] Énergir s'est appuyée sur sa connaissance de chacun des clients interruptibles afin d'identifier les volumes pouvant être interrompus. Par « essai-erreur », elle a cherché à maximiser les outils d'approvisionnement en appliquant des combinaisons de volumes d'interruption, selon les offres envisagées, soit, saisonnier illimité, saisonnier limité et de pointe.

[582] Elle précise qu'elle a cherché à atteindre un équilibre entre la satisfaction des besoins de la journée de pointe et ceux de l'hiver extrême. Elle mentionne également que les options du service interruptible de pointe ont été appliquées après l'utilisation de l'usine LSR.

[583] Le Distributeur conclut que les volumes au service interruptible permettent une réduction des coûts de transport et d'équilibrage de 28,4 M\$, comparativement au plan de référence. Il précise que cette évaluation de coût exclut l'accroissement des coûts d'opération de l'usine LSR, accroissement occasionné par une plus grande vaporisation résultant de la réduction des capacités de transport et, en conséquence, d'une augmentation de la liquéfaction.

²⁷⁷ Cause tarifaire 2016, dossier R-3879-2014.

²⁷⁸ Pièce [B-0656](#), annexe 2.

[584] Le Distributeur présente en annexes des analyses additionnelles portant, d'une part, sur l'utilisation de l'usine LSR dans un contexte d'hiver froid et d'hiver extrême et, d'autre part, sur les interruptions résultant de la structure d'approvisionnement, en considérant des clients du service interruptible saisonniers et de pointe²⁷⁹.

11.7 CONSULTATION DE LA CLIENTÈLE DES VENTES GRANDES ENTREPRISES SUR LES OPTIONS INTERRUPTIBLES

[585] Énergir mentionne avoir consulté les clients VGE, membres de l'ACIG, à propos des options interruptibles envisagées²⁸⁰. En juin 2015, une première rencontre informelle regroupait huit clients ainsi qu'une représentante de l'ACIG. En septembre 2015, 63 clients ont participé à des rencontres parmi les 154 clients invités.

[586] Tous les clients ayant participé aux rencontres avaient préalablement reçu un simulateur personnalisé qui présentait le résultat du calcul de leur paramètre VPI. Ces clients pouvaient ainsi déterminer la valeur du VQI qui leur serait attribuée en fixant leur VMC. Les clients pouvaient aussi déduire la valeur des crédits dont ils pourraient bénéficier selon les différentes options interruptibles envisagées.

[587] Au total, 52 clients ont répondu au questionnaire d'Énergir. Parmi ces clients, 26 se classent dans le secteur institutionnel, dans l'industrie manufacturière et dans l'industrie lourde. Plus de 65 % des répondants sont au tarif interruptible ou en combinaison tarifaire.

[588] Les principales conclusions de ce processus consultatif sont les suivantes :

- Selon les offres présentées, certains clients n'auraient plus d'incitatif à limiter leur pointe. Ils demandent à Énergir d'analyser la possibilité de reconnaître le fait qu'ils sont prêts à limiter leur consommation durant les jours d'interruption.

²⁷⁹ Pièce [B-0656](#), annexes 4 et 5.

²⁸⁰ Pièce [B-0656](#), annexe 6.

- Les options interruptibles de pointe sont de loin les plus populaires. La grande majorité des clients préfèrent l'option 4 pour sa rémunération globale alléchante (notamment une prime variable par opposition à une prime fixe) et son nombre de jours d'interruption plus faible.
- Les offres saisonnières n'ont pas suscité beaucoup d'intérêt, puisque la rémunération ne couvrait pas le coût de la source alternative ou encore parce que ces offres n'assuraient pas une rentabilité suffisante. Les clients ont également souligné les inconvénients liés au nombre élevé de journées d'interruption.
- Plusieurs clients ont manifesté de l'intérêt pour combiner une offre saisonnière avec une offre de pointe, qu'ils estiment complémentaires.

[589] À l'égard des modalités de l'offre interruptible, Énergir précise que certains clients se préoccupent du préavis de sortie de trois ans en raison du contexte d'affaires dans lequel ils évoluent. À la question du Distributeur, à savoir si en échange d'un préavis d'un an, les clients seraient prêts à renoncer jusqu'à 75 % de leur rémunération globale annuelle, la majorité a décliné l'offre ou refusé de répondre.

[590] Les clients estiment que la pénalité pour les retraits interdits est trop élevée. Certains comptent sur les retraits interdits comme alternative de dernier recours lorsque le GAI n'est pas disponible. Quelques clients ont mentionné que les retraits interdits pouvaient être essentiels en cas d'urgence. Certains clients ont observé qu'une seule journée en retrait interdit pourrait annuler les économies de l'offre interruptible pour une saison complète.

[591] Enfin, les clients ayant un profil de consommation irrégulier, dont le CU est faible, estiment que les nouvelles options interruptibles entraîneront pour eux des hausses de tarifs en service ferme.

[592] Plusieurs grands clients utilisent le tarif interruptible comme outil d'optimisation tarifaire, c'est-à-dire qu'ils cherchent à réduire la facture annuelle en offrant certains volumes à l'interruption. Ces clients ne sont pas toujours disposés ou même capables d'interrompre leur consommation. La difficulté récente à se procurer du GAI, jumelée à la hausse de prix des retraits interdits comme alternative à l'interruption, leur fait craindre une augmentation de leur facture.

[593] Certains clients suggèrent que la valeur du crédit devrait être déterminée, non pas en fonction de l'alternative de transport pour Énergir, mais plutôt en fonction du prix de l'énergie alternative pour le client, soit en fonction du coût du mazout. Des clients ont demandé à quelle fréquence les crédits accordés seront mis à jour. Certains ont également suggéré que la valeur des crédits accordés puisse varier en fonction de l'importance des volumes rendus disponibles.

11.8 OPTIONS INTERRUPTIBLES RETENUES

[594] À la suite de commentaires reçus lors du processus de consultation de la clientèle VGE sur les options interruptibles, Énergir retient le fait qu'elle doit offrir une option interruptible de pointe. Elle note que l'option saisonnière suscite peu d'intérêt de la part des clients. Néanmoins, elle souligne l'importance de disposer de deux options interruptibles, dont une saisonnière, afin de réduire ses besoins d'approvisionnement en hiver.

[595] Par ailleurs, Énergir estime qu'un service doit être développé pour les clients qui ne satisfont pas les conditions des options de l'interruptible selon le VQI. Dans la mesure où ces clients fixeraient un VMC, elle pourrait s'assurer qu'ils ne consomment pas lors des journées les plus froides. Ainsi, la quantité d'outils d'approvisionnement à acheter serait réduite. De plus, lors des journées moins froides, pendant lesquelles il existe des excédents d'outils d'approvisionnement, la consommation de ces clients au-delà de leur VMC permettrait d'optimiser les outils de transport du Distributeur. Une telle offre permettrait de réduire les coûts d'approvisionnement, tout en satisfaisant la clientèle qui ne veut pas ou ne peut pas s'engager dans une option interruptible pour trois ans.

[596] Le Distributeur précise avoir tenu compte des commentaires des clients dans sa nouvelle offre de service interruptible. Cependant, il estime nécessaire de maintenir le coût des retraits interdits à 5 \$/m³ car ce coût doit non seulement être prohibitif, mais également plus élevé que la rémunération variable maximale offerte.

[597] Dans ce contexte, Énergir propose les deux options interruptibles suivantes.

TABLEAU 17
DÉTAILS DES OPTIONS INTERRUPTIBLES PROPOSÉES PAR ÉNERGIR

Crédit	Interruptions
Option 1 - Option interruptible de pointe	
<ul style="list-style-type: none"> • Fixe : 0,25 \$/m³ applicable sur le VQI annuellement • Variable : 4 \$/m³ pour chaque m³ interrompu applicable sur le VQI • Crédit fixe versé au client en 4 versements : décembre, janvier, février et mars 	<ul style="list-style-type: none"> • Nombre de jours maximum : 5 • Les jours d'interruption pourraient être consécutifs • Les quantités disponibles pourraient être limitées. Énergir sélectionnerait alors les clients ayant les VQI les plus importants
Option 2 - Option interruptible saisonnière illimitée	
<ul style="list-style-type: none"> • Fixe : 2 \$/m³ applicable sur le VQI annuellement • Variable : 0,25 \$/m³ pour chaque m³ interrompu applicable sur le VQI • Crédit fixe versé au client en 4 versements : décembre, janvier, février et mars 	<ul style="list-style-type: none"> • Selon les besoins d'approvisionnement • Nombre de jours maximum déterminé lors du dossier tarifaire

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0656](#), p. 47.

Modalités de l'offre interruptible

[598] Énergir propose les modalités suivantes, applicables aux deux options interruptibles.

TABLEAU 18
MODALITÉS DES OPTIONS INTERRUPTIBLES PROPOSÉES PAR ÉNERGIR

Seuil d'accès	<p>Le service interruptible sera offert à tous les clients, peu importe leur tarif de distribution pourvu qu'il ait un VQI d'au moins 10 000 m³ par jour.</p> <p>Un tel seuil est requis pour permettre une réduction efficace des outils de pointe. La plupart des clients qui ont démontré un intérêt pour les options interruptibles rencontrent ce seuil.</p>
Préavis de sortie	<p>Le retrait du service interruptible nécessitera de la part du client un préavis d'au moins 3 ans, et ce, avant le 1^{er} mars. Le retrait sera alors effectif le 1^{er} novembre de la 3^e année.</p> <p>Un tel préavis est nécessaire, car l'offre interruptible est calibrée afin de remplacer des outils de transport FTSH. Le préavis de 3 ans correspond au délai d'ajout de transport FTSH. Le Distributeur pourrait toutefois offrir au client de se retirer dans un délai inférieur à 3 ans si le VQI n'était plus requis ou si le VQI pouvait être compensé par celui d'un autre client.</p>
Préavis d'entrée	<p>Afin d'accéder au service interruptible, la demande doit en être formulée avant le 1^{er} décembre de chaque année pour une entrée en vigueur au plus tôt le 1^{er} novembre de l'année suivante.</p> <p>L'accès à l'option interruptible serait sujet à l'approbation d'Énergir qui tiendrait compte de ses besoins d'approvisionnement. Dans le cas où les quantités disponibles seraient limitées, Énergir sélectionnerait les clients ayant les VQI les plus importants.</p> <p>Le préavis d'entrée est nécessaire pour permettre au Distributeur de disposer des capacités de transport excédentaires qui seraient rendues disponibles à la clientèle en service continu et pour tenir compte des volumes interruptibles lors de l'établissement de son plan d'approvisionnement pour l'année suivante.</p>
Avis d'interruption	<p>Maintien des conditions actuelles sur les avis d'interruption. Lors de la réception d'un avis d'interruption, le client devrait limiter sa consommation de gaz naturel à son volume maximum en service continu (VMC), à la date et à l'heure indiquée sur l'avis d'interruption.</p>
Ordre d'interruption	<p>Afin de respecter la logique des coûts, le Distributeur propose de modifier l'ordre d'interruption existant. Présentement, il doit accorder la priorité de service aux clients interruptibles selon l'ordre croissant des paliers et, dans la mesure du possible, à l'intérieur de chaque palier, selon l'ordre décroissant des prix. Il propose plutôt d'interrompre les clients en fonction des volumes requis²⁸¹.</p>
Service de transport	<p>Maintien des modalités actuellement en vigueur : les clients interruptibles devront continuer à utiliser le service de transport du Distributeur.</p>

²⁸¹ [Conditions de service et Tarif](#) en vigueur au 1^{er} décembre 2020, p. 66, article 15.4.6.

Accessibilité du GAI	Maintien des modalités relatives aux livraisons en service de GAI Seuls les clients au tarif D ₅ ont accès au GAI. Cependant, puisque le service interruptible sera dorénavant offert à tous les clients, peu importe leur tarif de distribution, le tarif de distribution applicable au GAI serait celui en vigueur au contrat régulier.
Pénalités sur retraits interdits	Une pénalité de 5 \$/m ³ (130 \$/GJ) serait applicable pour tout m ³ retiré au-delà du VMC établi par le client malgré la réception d'un avis d'interruption. Cette pénalité sur les retraits interdits est fixée de façon à être dissuasive pour la clientèle interruptible de sorte que les retraits interdits ne soient pas considérés comme une option alternative à l'interruption. Le montant de cette pénalité est légèrement supérieur au prix maximal constaté sur le marché par le passé, lors d'une période froide, pour livrer du gaz naturel en franchise. En établissant le coût des retraits interdits à ce prix, le Distributeur se donnerait les moyens de couvrir les coûts pour acheminer du gaz en franchise en tout temps, même si un client ne s'interrompait pas.
Révision des paramètres du calcul	Permettre aux clients interruptibles de réviser leur VMC à la hausse lors d'un ajout de charge, dans la mesure où le VQI résultant du nouveau VMC serait égal ou supérieur au VQI précédent. De plus, lorsque le VPI prévu du client sur les trois années suivantes serait inférieur au VMC initial, le Distributeur fixerait le VPI à la valeur du VMC. Énergir estime que l'offre interruptible doit intéresser uniquement les clients qui sont en mesure de limiter leur consommation de gaz naturel au niveau spécifié par leur VMC. En cas de non-respect de l'avis d'interruption, Énergir pourrait interrompre le service, tel que prévu actuellement.

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0656](#), p. 47 à 50, section 7.2.1.

[599] Relativement aux modalités d'entrée au service interruptible, Énergir confirme également, en audience, qu'elle entend conserver une certaine discrétion pour accepter un nouveau client à la nouvelle offre interruptible proposée, indépendamment du fait que ce client satisfait aux conditions proposées. Le cas échéant, pour l'option de pointe, Énergir privilégierait les clients offrant les plus grands volumes interruptibles. Elle indique aussi ne pas envisager, pour le moment, de limiter l'accès à l'option saisonnière²⁸².

Impact des options retenues sur le plan d'approvisionnement

[600] Énergir a évalué l'impact des deux options interruptibles décrites ci-dessus sur le plan d'approvisionnement. Elle estime que la présence des clients interruptibles entraîne une réduction des besoins d'approvisionnement à la journée de pointe de 2 011 10³m³/jour et procure des économies en coûts de transport et d'équilibrage de 21,3 M\$.

²⁸² Pièce [A-0320](#), p. 84 à 87.

[601] Énergir souligne que cette évaluation de coûts exclut l'accroissement des coûts d'opération de l'usine LSR, accroissement occasionné par une plus grande vaporisation résultant de la réduction des capacités de transport et, en conséquence, d'une augmentation de la liquéfaction. De plus, ces coûts n'incluent pas la rémunération à verser aux clients du service interruptible²⁸³.

Nouveau service : Optimisation tarifaire

[602] Énergir rappelle que les options interruptibles lui permettent de réduire la demande pendant l'hiver. Lorsque les volumes interruptibles sont faibles, les options ont peu de valeur. C'est pour cette raison que leur seuil d'accès a été fixé à 10 000 m³/jour.

[603] À la suite du processus de consultation auprès des clients, le Distributeur constate qu'il existe des clients ayant un VQI inférieur à 10 000 m³/jour mais dont la consommation peut parfois dépasser leur VMC. Lorsque ce dépassement survient lors d'une journée de pointe, la demande peut être accentuée et des coûts supplémentaires peuvent être occasionnés à l'ensemble de la clientèle. Dans le cas contraire, si le dépassement survient lorsque des capacités excédentaires sont disponibles, il permet une meilleure optimisation des outils d'approvisionnement, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. Selon Énergir, cette offre s'adresse donc aux clients ayant une pointe prononcée et qui sont en mesure de la réduire au besoin, lors d'évènements de pointe²⁸⁴.

[604] En conséquence, Énergir propose de mettre en place un service d'optimisation tarifaire à l'équilibrage. Les clients de ce service inscriraient une pointe maximale (Pmax) à leur contrat pour la période tarifaire d'hiver (1^{er} décembre au dernier jour de février)²⁸⁵. Une pénalité pour retrait interdit serait imposée lorsque la consommation dépasserait le Pmax ou toute autre valeur autorisée par le Distributeur.

[605] En contrepartie, pour les clients de ce service, le tarif d'équilibrage calculé à l'aide du paramètre P serait plutôt ajusté en utilisant le moindre de Pmax et de la pointe réelle P.

²⁸³ Les annexes 7 et 8 de la pièce [B-0656](#) contiennent des résultats additionnels relatifs à cette analyse.

²⁸⁴ Pièce [A-0320](#), p. 50.

²⁸⁵ Se référer à la pièce [B-0136](#), p. 34 à 39, pour la définition de la période de pointe.

[606] Énergir soumet que cette approche lui permettrait d'éviter d'encourir des coûts, lors des journées froides, pour desservir les clients qui adhèreraient au service d'optimisation tarifaire. Elle pourrait également écouler ses surplus pendant les mois de décembre à février, en autorisant les clients à dépasser leur Pmax, sans modifier leur pointe tarifaire²⁸⁶.

[607] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir indique que certaines modalités opérationnelles du service d'optimisation tarifaire ne sont pas encore définies, soit les modalités relatives à la révision du Pmax et à son dépassement, les préavis d'entrée et de sortie ainsi que la durée des contrats²⁸⁷.

[608] Lors de l'audience, le Distributeur précise que sa proposition à l'égard de l'optimisation tarifaire est complète puisque le calcul du tarif est déterminé. Toutefois, il poursuit en indiquant que les modalités opérationnelles sont des paramètres importants qui ne sont pas encore définis²⁸⁸.

[609] Enfin, le Distributeur propose que les clients qui opteraient pour le service d'optimisation tarifaire puissent se procurer du GAC. Ainsi, le GAC servirait à pallier les cas où des clients voudraient consommer au-delà de leur Pmax et à qui le Distributeur refuserait tout dépassement.

11.9 SUIVI DE DÉCISIONS

[610] Énergir dépose les analyses suivantes, liées à des suivis demandés par la Régie :

- considération des propositions d'OC afin d'éliminer la présence de clients interruptibles resquilleurs;
- minimisation de l'impact, sur les clients en service continu, des migrations des clients interruptibles vers le service continu;
- inclusion de la marge de manœuvre de 2 % à la portion continue des clients en combinaison tarifaire;

²⁸⁶ Pièce [A-0320](#), p. 50.

²⁸⁷ Pièce [B-0658](#), p. 72 et 73, R-15.1.

²⁸⁸ Pièce [A-0320](#), p. 81 et 82.

- fonctionnalisation des revenus pour les retraits interdits et les écrêtements entre les différents services.

Considération des propositions d’OC afin d’éliminer la présence de clients interruptibles resquilleurs

[611] Dans sa décision D-2012-158²⁸⁹, Énergir rappelle que la Régie avait retenu sa proposition de majorer la pénalité pour retraits interdits en intégrant le prix du mazout n° 6 livré à Montréal. OC était d’avis que cette majoration n’était pas suffisante pour éliminer les clients interruptibles resquilleurs, qui planifient l’utilisation de gaz naturel, malgré les avis d’interruption.

[612] Advenant des retraits interdits, OC proposait les pénalités suivantes additionnelles, en plus de celles proposées par le Distributeur :

- perte du statut de client interruptible;
- perte de la réduction de tarifs accordée en hiver;
- accroissement de la pénalité selon le nombre de retraits interdits;
- accessibilité du tarif interruptible qu’aux seuls clients qui démontrent leur capacité de s’interrompre lors de la réception d’un avis d’interruption.

[613] Subsidiairement, l’intervenante suggérait que l’inclusion des pénalités qu’elle proposait puisse être considérée dans le cadre d’une révision plus globale du tarif interruptible et discutée en séance de travail²⁹⁰.

[614] Dans sa décision D-2012-158, la Régie estimait qu’il est important que le tarif interruptible soit assorti de conditions et de modalités tarifaires permettant d’assurer cette équité entre les différentes catégories de clients. Ainsi, elle jugeait que les propositions d’OC pourraient permettre de solutionner cet enjeu d’équité tarifaire. En conséquence, la Régie demandait au Distributeur de tenir compte des propositions d’OC lors de la présentation de sa vision tarifaire, incluant la demande relative à l’assurance que le client ait la capacité de s’interrompre²⁹¹.

²⁸⁹ Dossier R-3809-2012, décision [D-2012-158](#).

²⁹⁰ Dossier R-3809-2012, décision [D-2012-158](#), p. 26, par. 100 et 101.

²⁹¹ Dossier R-3809-2012, décision [D-2012-158](#), p. 31, par. 120 et 121.

[615] Énergir soumet que sa proposition quant à la refonte de l'offre interruptible tient compte des propositions d'OC. Elle estime que les modalités proposées, jumelées aux dispositions actuelles, sont suffisantes pour limiter le risque de clients resquilleurs, notamment, la proposition d'une pénalité très élevée de 5 \$/m³ pour retraits interdits et la disposition actuelle qui permet d'interrompre physiquement les clients.

Minimisation de l'impact, sur les clients en service continu, des migrations des clients interruptibles vers le service continu

[616] Dans sa décision D-2014-201²⁹², la Régie demandait au Distributeur d'examiner la possibilité de revoir les *Conditions de service et Tarif* afin de minimiser l'impact des migrations des clients interruptibles vers le service continu auprès des autres clients. Dans sa décision D-2015-181²⁹³, la Régie prenait acte de la proposition d'Énergir de revoir les modalités de retour au service continu dans le cadre de la refonte du service interruptible.

[617] Énergir distingue l'impact des migrations entre les impacts à court terme et ceux à moyen et long termes.

[618] Les impacts à court terme réfèrent aux migrations qui peuvent obliger Énergir à acquérir des capacités de transport supplémentaires sur le marché secondaire, plus onéreuses que si elle les avait contractées sur le marché primaire.

[619] Les impacts à moyen et long termes surviennent lorsque des capacités de transport additionnelles sont requises en hiver pour desservir la demande des clients interruptibles qui migrent vers le service continu. De plus, si, à moyen terme, ces clients, qui ont migré au service continu, retournaient au service interruptible, c'est l'ensemble de la clientèle qui se verrait facturer des coûts de transport non utilisé.

[620] Énergir estime que les règles d'entrée et de sortie qu'elle propose dans sa nouvelle offre interruptible sont suffisantes pour atténuer les risques de court, moyen et long termes.

²⁹² Dossier R-3879-2014 Phase 2, décision [D-2014-201](#), p. 37 à 39, 52 et 53.

²⁹³ Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-181](#), p. 75 et 76.

Inclusion de la marge de manœuvre de 2 % à la portion continue des clients en combinaison tarifaire

[621] Les clients peuvent combiner les services continu et interruptible afin de bénéficier d'un taux unitaire avantageux, au-delà du volume souscrit. Lors des journées d'interruption, les clients en combinaison tarifaire ne doivent pas dépasser leur volume souscrit, mais jouissent d'une marge de manœuvre de 2 % pour de légers dépassements²⁹⁴.

[622] À la suite de la demande de la Régie quant à la possibilité de modifier les *Conditions de service et Tarif* afin d'inclure la marge de manœuvre de 2 % dans le volume souscrit²⁹⁵, Énergir proposait de considérer les coûts associés à la marge de manœuvre offerte aux clients en combinaison tarifaire, soit par son inclusion au volume souscrit, soit par une réduction de la reconnaissance du service interruptible à l'équilibrage. Cependant, à la demande d'Énergir, cette question a été reportée dans le cadre de la révision de l'offre de service interruptible²⁹⁶.

[623] Selon les paramètres de sa nouvelle offre de service interruptible, le Distributeur soumet qu'il est possible d'accorder une marge de manœuvre de 2 % au-delà du VMC et de réduire la rémunération globale versée par les primes fixes et variables, ou de n'accorder aucune marge de manœuvre aux clients.

[624] S'appuyant sur des analyses déposées dans les dossiers R-3879-2014 et R-3951-2015²⁹⁷, Énergir mentionne que peu de clients utilisent la marge de manœuvre et s'y conforment. Ces analyses indiquent que si le maintien de la marge de manœuvre était préconisé, les clients devraient payer les capacités supplémentaires à 100 %, alors que leur taux d'utilisation n'a été que de 11 % au cours de l'hiver 2014-2015.

[625] Le Distributeur estime qu'il est inéquitable d'imposer à tous les clients de payer pour une marge de manœuvre, alors que certains n'en ont peut-être pas besoin. Les clients qui désirent se prémunir contre les possibilités de retraits interdits n'auront donc qu'à hausser la portion de leur consommation au service continu (leur VMC), ce qui ne coûtera *a priori* pas plus cher que de recevoir une rémunération réduite.

²⁹⁴ [Conditions de service et Tarif](#) en vigueur au 1^{er} décembre 2020, p. 64, article 15.4.2.6.

²⁹⁵ Dossier R-3879-2014 Phase 2, décision [D-2014-201](#), p. 22, par. 66.

²⁹⁶ Dossier R-3879-2014 Phases 3 et 4, décision [D-2015-181](#), p. 151 et 152, par. 573 à 579.

²⁹⁷ Dossiers R-3879-2014, pièce [B-0512](#), p. 7 et 8, et R-3951-2015, pièce [B-0043](#), p. 2 et 3.

[626] Conséquemment, Énergir propose d'abolir la marge de manœuvre pour les clients interruptibles qui voudraient conserver une portion de leur consommation au service continu²⁹⁸.

Fonctionnalisation des revenus pour les retraits interdits et les écrêtements entre les différents services

[627] Dans sa décision D-2015-125, la Régie mentionnait que l'analyse requise pour traiter de la fonctionnalisation des revenus relative aux pénalités pour retraits interdits et écrêtements de pointe, ainsi qu'aux primes de dépannage, est fort complexe. En conséquence, elle demandait au Distributeur que ces éléments soient examinés dans la phase 2 du présent dossier. Elle demandait également à Énergir de prendre en compte, dans sa réflexion, la fonctionnalisation de ces revenus entre les composantes de ses différents services, à la fois dans les dossiers tarifaires et dans les rapports annuels²⁹⁹.

[628] Énergir soumet que l'analyse de la causalité des coûts démontre que le plan d'approvisionnement permet de répondre complètement au besoin de pointe et à la demande potentielle de l'hiver extrême de la clientèle en service continu. Les coûts d'approvisionnement incluent donc, dès la détermination des tarifs, l'ensemble des coûts pour satisfaire à tous les besoins de la clientèle en service continu, selon la prévision de la demande de pointe ou de l'hiver extrême.

[629] Le Distributeur ajoute que les pénalités pour écrêtements et retraits interdits³⁰⁰ prévus aux tarifs D₃ et D₄ sont des concepts tarifaires liés au service de distribution n'ayant aucun lien de causalité avec les coûts d'approvisionnement.

[630] Énergir explique que ces deux éléments viennent compenser le fait que le tarif de distribution récupère les coûts en fonction des volumes consommés et non en fonction de la capacité requise par le client. Les revenus de pénalités pour écrêtements et retraits interdits en distribution visent à récupérer les coûts de capacité reliés à la distribution qui ne sont pas inclus dans le volume souscrit du client (par exemple, lorsque le CU du client est inférieur à 100 %). En conséquence, ces revenus doivent être fonctionnalisés au service de distribution.

²⁹⁸ Dossier R-3916-2014.

²⁹⁹ Dossier R-3916-2014, décision [D-2015-125](#), p. 37, par. 110.

³⁰⁰ [Conditions de service et Tarif](#) en vigueur au 1^{er} décembre 2020, p. 62, articles 15.3.2.5 et 15.3.2.6.

[631] Énergir précise qu'il existe deux notions de retraits interdits. La première se rapporte au plan d'approvisionnement, alors que la seconde fait référence au service de distribution. La notion de retraits interdits à l'égard du plan d'approvisionnement est spécifiquement liée au service interruptible et est en lien avec l'utilisation d'outils d'acheminement du gaz naturel hors Québec. La notion de retraits interdits relative au service de distribution porte sur la capacité de répondre au besoin, à l'intérieur de la franchise du Distributeur.

[632] Actuellement, aucun outil d'approvisionnement n'est acheté à l'avance pour les clients interruptibles des volets A et B. Similairement, selon la nouvelle offre de service interruptible, aucun outil d'approvisionnement ne serait acheté à l'avance pour les consommations au-delà du VMC des clients. En cas de non-respect de l'avis d'interruption, une pénalité de 5 \$/m³ pour retraits interdits s'appliquerait.

[633] Selon Énergir, ces pénalités, tant dans l'offre interruptible actuelle que dans la nouvelle offre, facturées en sus du tarif régulier, devraient être fonctionnalisées au service d'équilibrage puisqu'elles permettent de compenser les coûts encourus, si nécessaire, par le Distributeur pour l'achat d'outils d'approvisionnement.

11.10 IMPACT TARIFAIRE

[634] Plutôt que d'offrir des réductions tarifaires en distribution et en équilibrage, Énergir propose d'offrir des crédits aux clients qui acceptent d'interrompre leur consommation. La partie variable des crédits fait en sorte que leur valeur fluctue selon les volumes interrompus. Les crédits sont plus faibles lorsque l'hiver est chaud ou normal, mais pourraient excéder les économies sur le plan d'approvisionnement si les options étaient utilisées pleinement.

[635] Énergir rappelle que les économies potentielles se chiffrent à 21,3 M\$ par rapport à la situation où tous les clients seraient en service continu. Pour chacune des options interruptibles retenues, elle évalue la valeur des crédits accordés selon les cinq scénarios de conditions hivernales, soit un hiver chaud, normal, froid et extrême ainsi qu'un scénario maximal.

[636] Énergir précise que la valeur des crédits selon chacun des scénarios des conditions hivernales est établie en fonction des hypothèses suivantes : cinq jours d'interruption pour l'option interruptible de pointe et 90 jours d'interruption pour l'option interruptible saisonnière illimitée. Le tableau suivant détaille la valeur des crédits de chacune des options retenues, selon les cinq scénarios examinés.

TABLEAU 19
VALEUR DES CRÉDITS SELON LES SCÉNARIOS DES CONDITIONS HIVERNALES

Estimation des VQI, 10³m³/j	VQI				
Saisonnière illimitée	141				
Pointe	1 661				
Total	1 802				
	Chaud	Normal	Froid	Extrême	Max.
Volumes interrompus, 10³m³					
Saisonnière illimitée	0	1 054	3 633	3 873	12 727
Pointe	0	0	0	2 846	8 304
Total	0	1 054	3 633	6 720	21 030
Valeur des crédits, k\$					
Saisonnière illimitée	283	546	1 191	1 251	3 465
Pointe	415	415	415	11 799	33 630
Total	698	962	1 606	13 050	37 094

Source : Pièce [B-0656](#), p. 60.

[637] Le scénario maximal est un scénario dans lequel les conditions hivernales nécessitent l'interruption pendant l'ensemble des journées d'interruption possibles. La valeur totale des crédits accordés dans ce scénario est la plus élevée qui pourrait survenir, étant donné les caractéristiques des options offertes.

[638] Énergir observe qu'à l'exception du scénario maximal, les crédits offerts sont inférieurs aux économies de 21,3 M\$ estimées sur le plan d'approvisionnement. Par contre, si toutes les journées d'interruption étaient nécessaires, comme présenté dans le scénario maximal, alors les crédits excéderaient les économies d'environ 75 %.

[639] Le Distributeur estime que ces résultats démontrent l'attrait des options retenues. Lorsque les clients sont peu interrompus, ils sont alors peu rémunérés. L'ensemble de la clientèle, incluant les clients offrant un volume interruptible, bénéficie donc de réductions tarifaires au service d'équilibrage puisque le coût réel des outils (incluant les coûts de l'offre interruptible) est alors moins élevé. Lorsque les clients sont davantage interrompus, ces derniers reçoivent alors des crédits très élevés qui compensent leur perte de qualité de service. À ce moment, dans le scénario d'hiver extrême évalué, les clients interruptibles reçoivent 60 % des économies totales.

[640] En ce qui a trait à l'évaluation des impacts de l'option d'optimisation tarifaire, le Distributeur n'a pas été en mesure de recueillir les commentaires de clients visés, car elle a été développée après le processus de consultation.

[641] Il mentionne qu'il s'agit d'une option dédiée à des besoins spécifiques, soit les cas où le VQI se rapproche du VMC. Aux fins de l'analyse, cinq clients potentiels ont été identifiés, lesquels ont une partie de leur consommation assujettie au tarif D₅ et où le CU de chacun a été ajusté selon son P_{max} estimé.

[642] L'ajustement du CU de ces cinq clients augmente le CU global, le faisant passer de 43,6 % à 44,3 %. Cependant, en améliorant le CU global, le taux d'équilibrage pour récupérer le même montant total auprès de l'ensemble de la clientèle doit être majoré. Le tableau suivant présente les revenus d'équilibrage (selon CU) récupérés par tarif en fonction de ces nouveaux CU.

TABLEAU 20
REVENUS D'ÉQUILIBRAGE (SELON CU) EN FONCTION DES NOUVEAUX CU,
INCLUANT ET EXCLUANT L'OPTION D'OPTIMISATION TARIFAIRE

	CU (%)		Revenus d'équilibrage (selon CU), k\$			
	Excluant	Incluant	Excluant	Incluant	Écart	
D ₁ (<75km ³ /an)	29,6	29,6	51 774	53 084	1 310	2,53 %
D ₁ (75k+)	32,2	32,2	33 026	33 861	836	2,53 %
D _{IRT}	41,5	41,5	11 170	11 453	283	2,53 %
D ₃	66,8	66,8	1 845	1 891	47	2,53 %
D ₄	69,1	69,1	20 790	21 316	526	2,53 %
D ₅	33,9	39,8	14 467	11 467	-3 001	-20,74 %
Total	43,6	44,3	133 072	133 072	0	0

Tableau établi à l'aide de la pièce [B-0656](#), p. 62 et 63, tableaux 11 et 12.

[643] L'option d'optimisation tarifaire permet aux clients qui y adhèrent de limiter leur pointe utilisée dans le calcul de l'équilibrage, ce qui améliore leur CU et diminue leurs coûts. L'avantage de cette offre vient du fait que, d'une part, le Distributeur ne contractera pas les outils pour desservir la consommation au-delà du Pmax et, d'autre part, qu'il pourra autoriser des dépassements du Pmax lors des journées pendant lesquelles il se retrouve avec un surplus d'outils. Ceci générera des revenus de transport et de distribution excédentaires, sans pour autant augmenter les coûts d'approvisionnement. Le CU global du client sera par conséquent augmenté, ce qui réduira les coûts d'équilibrage alloués à la clientèle en fin d'année.

[644] Enfin, Énergir souligne que, malgré ces optimisations tarifaires, les coûts d'équilibrage proposés aux clients interruptibles seraient supérieurs à ce qui est récupéré avec les tarifs du dossier tarifaire 2015. Elle ajoute cependant que les crédits potentiels que ces clients pourraient recevoir, si l'ensemble des journées d'interruption se concrétisait, pourraient excéder la hausse de tarif.

11.11 POSITION D'ELENCHUS

[645] Dans le Rapport³⁰¹, l'expert Todd mentionne que les changements apportés par Énergir à l'offre interruptible permettent d'assurer une meilleure cohérence avec son nouveau cadre conceptuel, pour la fonctionnalisation et l'allocation des coûts.

[646] L'approche proposée par Énergir reconnaît implicitement l'interruptible comme un outil d'équilibrage au lieu d'un service. Cette approche s'apparente à un programme de gestion de la demande dans lequel des coûts sont engagés pour déplacer la pointe, par opposition à une approche de réduction globale de la demande.

[647] L'expert est cependant d'avis que les explications d'Énergir relatives à l'allocation des coûts et à la conception des tarifs pour l'interruptible sont incomplètes³⁰². Il mentionne, notamment, que la preuve ne démontre pas que la calibration des options est optimale. Il se demande si les pénalités pour retraits interdits sont suffisamment contraignantes. Il soumet également qu'il serait possible d'établir les quantités interruptibles à l'aide d'appels d'offres.

[648] Sous l'hypothèse que ces questions puissent être résolues, il recommande de veiller à ce que la conception des tarifs et des modalités afférentes au service interruptible soit mise en œuvre et gérée de façon à respecter rigoureusement le concept selon lequel ce service est un outil d'équilibrage et non un moyen pour certains clients de réaliser des économies. Chaque élément de la tarification et toutes les modalités de l'interruptible doivent viser à augmenter les bénéfices des clients en service continu, en réduisant le coût global de l'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir.

[649] Par ailleurs, l'expert note que la rémunération proposée de l'offre interruptible repose sur les coûts évités. Il mentionne qu'une solution de rechange raisonnable, qui serait davantage conforme à la méthodologie proposée par Énergir, serait de considérer l'interruptible comme tous les autres outils d'approvisionnement. En effet, le coût d'acquisition, comme celui des autres outils, est le surcoût entraîné par son ajout au portefeuille d'approvisionnement d'Énergir. Ainsi, un plan d'approvisionnement hypothétique pourrait être élaboré en faisant l'hypothèse qu'il n'y a pas de service

³⁰¹ Pièce [A-0219](#), sections 3.5.1 et 4.1.

³⁰² Pièce [A-0219](#), p. 60.

interruptible. La différence entre les deux plans d’approvisionnement serait alors le coût de l’outil interruptible.

[650] Selon cette approche de coût incrémental, les quantités souscrites à l’interruptible seraient celles requises au plan d’approvisionnement et ne devraient pas s’appuyer sur les préférences des clients.

11.12 POSITION DES INTERVENANTS

ACIG

[651] Dans sa plaidoirie³⁰³, l’ACIG rappelle qu’en 2014, la Régie demandait au Distributeur de considérer des solutions alternatives pour répondre à des besoins de faible récurrence plutôt que de s’engager dans des contrats de longue durée.

[652] À cet égard, elle estime que la décision D-2014-201 avait pour objectif d’ajouter un nouveau service au tarif D₄, et non pas d’abolir le tarif D₅ existant.

[653] L’intervenante soumet que la demande initiale de la Régie n’était pas de revoir dans son ensemble les services interruptibles afin qu’ils soient désormais liés au service d’équilibrage. Elle mentionne que la proposition d’Énergir de mettre fin au tarif D₅ implique des répercussions majeures pour cette clientèle.

[654] L’ACIG soutient qu’il est réducteur de considérer l’offre interruptible actuelle uniquement comme un outil d’approvisionnement. En effet, le tarif D₅ répond à des besoins spécifiques pour une part importante de la clientèle d’Énergir, tels que la flexibilité opérationnelle pour répondre à des nécessités de production.

[655] Par ailleurs, l’intervenante mentionne que les clients interruptibles utilisent les capacités de transport contractées par Énergir pour répondre aux besoins de sa journée de pointe, lesquelles ne sont pas pleinement utilisées par les clients en service continu (excédents de transport).

³⁰³ Pièce [C-ACIG-0151](#), p. 8 à 16.

[656] L'intervenante ajoute que la tarification d'Énergir doit tenir compte des besoins ponctuels des clients en gaz naturel, de quelques jours à quelques semaines, et pas seulement des clients en service continu.

[657] Ainsi, de l'avis de l'intervenante, la mise en œuvre de la nouvelle offre interruptible, tout en abolissant le tarif D₅ existant, ne répond que partiellement à la demande de la Régie dans sa décision D-2014-201. De même, cette nouvelle offre interruptible ne garantit pas d'écouler les surplus de capacité de transport au meilleur prix et supprime un outil indispensable pour la flexibilité opérationnelle des clients industriels, au risque de voir des volumes importants disparaître.

[658] En effet, le tarif D₅ existant et l'offre interruptible proposée ne remplissent pas les mêmes fonctions. Le nouveau service interruptible (super interruptible) vise à permettre à Énergir d'avoir des capacités d'interruption pour gérer la pointe d'hiver. Énergir propose de le rémunérer sur la base des coûts évités.

[659] En ce qui a trait au tarif D₅, il offre aussi des capacités d'interruption mais il permet surtout d'optimiser le plan d'approvisionnement sur toute l'année gazière (pas seulement la période de chauffage du Distributeur) et il génère des revenus en distribution.

[660] L'ACIG soutient qu'il s'agit fondamentalement et conceptuellement de deux services différents, qui ne remplissent pas les mêmes fonctions. Elle est d'avis que ces deux services peuvent coexister et qu'ils ne sont pas en contradiction l'un avec l'autre.

[661] En outre, l'intervenante mentionne qu'il est prévu qu'Énergir réponde aux besoins commerciaux des clients industriels de même qu'à certaines modalités non encore précisées entourant la nouvelle offre interruptible, lors de la phase 4 du présent dossier. À cet égard, l'ACIG est notamment préoccupée par le fait que le Distributeur accepte d'offrir le nouveau service interruptible aux clients qui pourraient satisfaire les conditions définies, lesquelles dépendraient de ses besoins d'approvisionnement. Le Distributeur a la même discrétion pour le préavis de sortie de ces clients.

[662] Par ailleurs, l'ACIG estime que, combinée à l'impossibilité de recourir au GAI si un client ne se qualifie pas à la nouvelle offre interruptible, la pénalité pour retraits interdits est trop élevée. Quant à l'option d'optimisation tarifaire, l'intervenante rappelle que certaines modalités qui sont essentielles pour permettre à un client de faire un choix éclairé ne sont pas encore définies.

[663] À l'égard de l'interruptible, les recommandations de l'ACIG sont les suivantes :

- approuver la nouvelle offre interruptible ainsi que ses modalités d'application, tout en maintenant le tarif D₅ et non en le remplaçant;
- ne pas autoriser la suppression du tarif D₅, aux motifs que c'est un outil important pour l'optimisation des coûts d'approvisionnement d'Énergir et pour la flexibilité opérationnelle des consommateurs industriels qui y ont recours;
- maintenir le tarif D₅ et ses modalités actuelles, jusqu'à la révision du tarif D₄ (phase 4 du présent dossier) qui devrait lui aussi inclure une offre similaire au tarif D₅ pour la flexibilité opérationnelle des clients industriels;
- ne pas autoriser la hausse de la pénalité pour les retraits interdits, telle que demandée.

[664] À l'égard des Mesures transitoires, l'intervenante rappelle qu'Énergir ne sera pas en mesure de mettre en place sa nouvelle offre interruptible avant 2023-2024. Elle estime que la date du 30 novembre 2020, précisée dans les Mesures transitoires, est arbitraire, préjudiciable et inéquitable pour la clientèle.

[665] L'ACIG demande donc à la Régie de ne pas accueillir la demande de Mesures transitoires proposée par Énergir.

FCEI

[666] La FCEI est favorable au cadre général proposé pour la refonte du service interruptible. De plus, elle soumet qu'Énergir a apporté des réponses satisfaisantes à certaines de ses interrogations soulevées dans les DDR portant sur le présent volet³⁰⁴.

[667] Lors de l'audience, l'intervenante précise qu'elle appuie la proposition d'Énergir d'abolir le tarif D₅. Elle rappelle que l'offre interruptible doit être suffisante pour susciter l'adhésion, sans être excessive. Elle doit également être inférieure au coût évité. À cet égard, elle note que le coût évité se chiffre à 10,53 \$/m³ et que les coûts du tarif D₅ s'élèvent à 12,67 \$/m³³⁰⁵.

³⁰⁴ Pièce [C-FCEI-0270](#), p. 3.

³⁰⁵ Pièce [C-FCEI-0274](#), p. 5.

[668] Par contre, la FCEI recommande de fixer le crédit variable à 3 \$/m³ plutôt que 4 \$/m³ ³⁰⁶. En effet, l'offre interruptible de pointe est très similaire au service de pointe contracté par Énergir depuis quelques années. La disponibilité de ce service, en cas de réponse moins importante que prévue à l'option interruptible de pointe, confèrerait une marge de manœuvre pour valider la réponse de la clientèle à un appui financier moindre, sans compromettre les approvisionnements. En fixant ainsi le niveau initial des crédits à un niveau moindre, la FCEI estime que l'option interruptible de pointe serait plus cohérente avec les principes de compensation suffisante et de minimisation des coûts. Une offre moins généreuse diminue également le risque qu'Énergir doive refuser de la capacité d'interruption et réduit l'écart de coût avec le service interruptible.

OC

[669] Dans les conclusions qu'elles soumet au moment de mettre fin à sa participation au présent dossier³⁰⁷, OC rappelle les enjeux relatifs à l'interruptible soulevés par son expert, monsieur William P. Marcus, dans sa demande d'intervention.

ROÉÉ

[670] Le ROÉÉ est préoccupé par la construction de nouvelles capacités de transport par TCPL ainsi que par la réduction des volumes interruptibles observée au cours des dernières années. Dans ce contexte, il est favorable à une révision du tarif interruptible³⁰⁸.

[671] L'intervenant estime que la Régie devrait porter une attention particulière à la minimisation des clients resquilleurs qui profitent du tarif interruptible, sans toutefois s'interrompre lorsque demandé. Dans cette optique, il se demande si la pénalité proposée de 5 \$/m³ est suffisamment contraignante.

[672] En outre, le ROÉÉ soumet qu'il est possible qu'un client ayant un faible VQI et qui souscrit à l'option interruptible de pointe puisse bénéficier des avantages de la nouvelle offre interruptible, sans être interrompu. Il s'étonne également qu'un client de l'option interruptible de pointe, qui ne s'interromprait pas lorsque demandé, puisse percevoir un

³⁰⁶ Pièce [C-FCEI-0270](#), p. 10.

³⁰⁷ Pièce [C-OC-0116](#), p. 4 et 5.

³⁰⁸ Pièce [C-ROÉÉ-0186](#), p. 2 et 3.

crédit fixe de 0,25 \$/m³ sur le VQI. Dans ces deux cas, il s'agit d'un mauvais signal à la clientèle, malgré la présence de pénalités.

[673] Par ailleurs, l'intervenant mentionne que le sondage effectué auprès de la clientèle VGE en 2015 n'est peut-être plus valide, notamment en raison de la pandémie de COVID-19 et de la transition énergétique en cours. Ainsi, il serait opportun de faire un suivi auprès de la cohorte des clients interruptibles trois ans après la mise en œuvre de la nouvelle offre interruptible. Ce suivi permettrait de vérifier si l'interruptible est utilisé à bon escient et s'il permet de favoriser une clientèle resquilleuse. Selon le ROÉÉ, ce suivi devrait également permettre de vérifier concrètement quelles sont les énergies de substitution utilisées par la clientèle interruptible.

11.13 OPINION DE LA RÉGIE

[674] Dans le cadre de sa proposition relative à une nouvelle offre interruptible, Énergir demande à la Régie :

- d'approuver la reconnaissance de l'offre interruptible au service d'équilibrage uniquement ainsi que le retrait du tarif interruptible au service de distribution (D₅);
- d'approuver la méthode de calcul des volumes quotidiens interruptibles (VQI), basée sur la différence entre le volume estimé de la période d'interruption (VPI) et le volume maximum en service continu (VMC);
- d'approuver la nouvelle offre interruptible (option interruptible de pointe et option interruptible saisonnière illimitée) ainsi que les modalités applicables;
- d'approuver la création d'un nouveau service d'optimisation tarifaire et d'autoriser que les clients de ce nouveau service aient accès à du GAC;
- de prendre acte de la réponse au suivi en lien avec les propositions d'Option consommateurs et de s'en déclarer satisfaite;
- de prendre acte de la réponse au suivi portant sur la migration des clients entre les services interruptible et continu et de s'en déclarer satisfaite;
- de prendre acte de la réponse au suivi en lien avec la fonctionnalisation des revenus de pénalités pour retraits interdits et pour écrêtements de pointe reliés au service continu et de s'en déclarer satisfaite;

- d'autoriser la fonctionnalisation des revenus applicables sur les retraits interdits des services interruptibles au service d'équilibrage;
- d'approuver les modifications aux articles 11.3.1, 11.3.2 et 11.3.3.1, l'ajout des articles 11.3.3.5, 13.2 et 13.3 et la suppression de l'article 15.4 aux *Conditions de service et Tarif*;
- si la Régie souhaite que la nouvelle offre interruptible du service d'équilibrage entre en vigueur avant de statuer sur la révision de la structure tarifaire en distribution dans le cadre de la phase 4 du présent dossier : d'approuver la mise en place de Mesures transitoires, soit :
 - autoriser la terminaison des contrats D₅ conclus ou prolongés après le 30 novembre 2020, avant leur échéance (c'est-à-dire lors de l'entrée en vigueur de la nouvelle offre interruptible);
 - approuver l'ajout d'une disposition transitoire à l'article 18 des *Conditions de service et Tarif*³⁰⁹.

[675] Pour les motifs exposés ci-après, la Régie se prononce favorablement sur certains éléments de la proposition d'Énergir. Cependant, à la lumière de la preuve déposée au dossier et des préoccupations soulevées par l'ACIG lors de l'audience, elle constate que plusieurs questions importantes demeurent sans réponse satisfaisante. **Ainsi, elle juge qu'il est nécessaire de poursuivre l'examen de la refonte du service interruptible dans le cadre de la phase 4 du présent dossier.**

[676] La Régie précise qu'elle est sensible aux conséquences associées aux délais de la mise en place d'une nouvelle offre interruptible, particulièrement dans le contexte où cette nouvelle offre a pour objectif de réduire les coûts d'approvisionnement, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle d'Énergir. Toutefois, elle retient des propos du Distributeur qu'il est plus réaliste de s'attendre à une entrée en vigueur de la nouvelle offre interruptible en 2023-2024 en raison de la disponibilité des outils informatiques nécessaires à son implantation et des délais au niveau des approvisionnements gaziers³¹⁰.

[677] La Régie constate que l'expert qu'elle a mandaté et les intervenants sont en accord avec l'objectif qui sous-tend la mise en place des options interruptibles et le service d'optimisation tarifaire proposés par Énergir, tels que la réduction des coûts des outils

³⁰⁹ Pièce [B-0646](#), p. 3 et 4.

³¹⁰ Pièce [A-0320](#), p. 170 à 173.

d'approvisionnement pour satisfaire à la demande hivernale. **La Régie juge cet élément comme central dans la poursuite de l'examen du service interruptible.**

[678] Elle constate également que le tarif existant de distribution D₅ permet non seulement au Distributeur de réduire les coûts de la demande hivernale, mais qu'il est aussi utilisé par des clients industriels pour répondre à leurs besoins de flexibilité opérationnelle, afin d'assurer la pérennisation des activités de production (par opposition à la flexibilité opérationnelle du Distributeur).

[679] À cet égard, la Régie retient de la preuve présentée par l'ACIG que certains des clients industriels visés ont une pointe en dehors de la période hivernale. Elle est en accord avec cette intervenante à l'effet que le tarif D₅ remplit deux fonctions différentes, soit la satisfaction des besoins de flexibilité opérationnelle des clients industriels et la réduction des coûts de la demande hivernale par le Distributeur.

[680] La Régie est donc d'avis que l'abolition du tarif D₅ et l'absence d'information quant à un éventuel tarif de distribution pour combler des besoins spécifiques de certains clients industriels constituent l'enjeu majeur de la proposition d'Énergir.

[681] Dans ce contexte, la Régie se prononce sur la refonte du service interruptible, en dissociant les deux fonctions présentement assumées par le tarif existant D₅.

[682] Dans un premier temps, la Régie se prononce sur les options interruptibles à titre d'outils d'approvisionnement pour la période hivernale, lesquelles sont reconnues au service d'équilibrage.

[683] Par contre, la Régie estime que l'autre fonction assumée par le tarif D₅ requiert une vue d'ensemble, jumelant à la fois les modalités d'application et les conditions de service afférentes à la refonte du service interruptible et la révision de la structure tarifaire, de l'interfinancement et de la stratégie tarifaire du service de distribution qu'il conviendra d'examiner. **En conséquence, la Régie juge que l'examen de la fonction visant la satisfaction des besoins de flexibilité opérationnelle des clients industriels sera complété dans le cadre de la phase 4 du présent dossier.**

[684] À cet égard, la Régie précise que la poursuite de l'examen de la refonte du service interruptible, lors de la phase 4 du présent dossier, devra s'appuyer sur les déterminations de la présente décision.

Reconnaissance de l'offre interruptible au service d'équilibrage et retrait du tarif interruptible au service de distribution (D₅)

[685] Dans une approche où la compensation financière offerte aux clients des options interruptibles est inférieure aux coûts d'approvisionnement évités, les clients interruptibles bénéficient d'un rabais et les autres clients profitent d'une réduction sur les coûts d'approvisionnement.

[686] La Régie constate que c'est l'approche adoptée par Énergir pour la refonte du service interruptible et que, de plus, l'expert qu'elle a mandaté indique qu'elle est généralement acceptée pour l'établissement des tarifs du service interruptible.

[687] Par ailleurs, l'expert Todd recommande que le Distributeur utilise une approche de coûts incrémentaux plutôt que celle des coûts évités, pour des raisons de respect de la causalité des coûts et de cohérence accrue avec le cadre conceptuel de fonctionnalisation et d'allocation des coûts.

[688] La Régie est d'avis que l'approche de coûts incrémentaux aurait été préférable, pour les motifs exprimés par l'expert dans le Rapport. Toutefois, elle retient les arguments d'Énergir à l'effet que l'approche des coûts évités lui est supérieure, en pratique³¹¹, puisqu'elle présente un compromis acceptable entre simplicité et précision.

[689] Enfin, en lien avec la proposition du Distributeur à l'effet que les options interruptibles soient des outils d'approvisionnement pour réduire les coûts liés à la pointe hivernale, la Régie retient sa proposition d'en fonctionnaliser et d'en allouer les coûts au service d'équilibrage.

[690] En conséquence, la Régie approuve la proposition d'Énergir de reconnaître l'offre interruptible uniquement au service d'équilibrage. La Régie approuve également sa proposition d'en fonctionnaliser et d'en allouer les coûts au service d'équilibrage.

³¹¹ Pièce [B-0658](#), p. 64 et 65, R-11.5.

[691] En ce qui a trait au tarif D₅, la Régie est d'accord avec l'expert que ce tarif n'est pas établi sur la base de la causalité des coûts. En effet, pour refléter la causalité des coûts, la compensation financière offerte aux clients interruptibles doit refléter les bénéfices reliés aux interruptions³¹².

[692] Cependant, considérant les préoccupations soulevées par l'ACIG lors de l'audience, la Régie estime qu'il convient d'examiner la mise en place d'un tarif de distribution pour les clients industriels qui ont des besoins ponctuels de gaz naturel en dehors de la période de chauffage.

[693] Comme mentionné précédemment, la Régie poursuivra l'examen de la refonte interruptible lors de la phase 4 du présent dossier. Ainsi, dans cette dernière phase, elle se prononcera sur la demande d'Énergir d'abolir le tarif D₅.

[694] Afin de faciliter l'examen à venir de la refonte du service interruptible, **la Régie demande à Énergir de présenter un suivi, lors de la phase 4 du présent dossier, caractérisant la clientèle au tarif D₅ qui ne satisfait pas le seuil d'accès au service interruptible d'un volume quotidien interruptible de 10 000 m³ par jour proposé actuellement par Énergir. Ce suivi devrait, notamment, permettre de documenter le nombre de clients touchés, les volumes consommés, le volume de pointe et la date de pointe de ces clients.**

[695] **La Régie demande également à Énergir de se prononcer sur l'opportunité de proposer un tarif de distribution répondant aux besoins de flexibilité opérationnelle de certains clients, sur la base de ce suivi et, le cas échéant, de faire une telle proposition dans le cadre de la phase 4 du présent dossier.**

Méthode de calcul des VQI

[696] Corrolairement au principe énoncé ci-dessus sur la valeur de la compensation financière offerte aux clients interruptibles, la Régie estime que la causalité des coûts de l'interruptible requiert que les quantités interruptibles contractées doivent correspondre aux besoins d'approvisionnement du Distributeur.

³¹² Pièce [A-0219](#), p. 59.

[697] À cet égard, elle est d'accord avec les propos de l'expert Todd à l'effet que la méthodologie d'Énergir reconnaît explicitement que la valeur d'un service interruptible est nulle s'il est fourni par un client qui, de toute façon, n'aurait pas consommé au moment de recevoir l'avis d'interruption³¹³.

[698] Par ailleurs, la Régie constate que cette méthode n'a pas fait l'objet de DDR ni de contestation de la part des intervenants.

[699] Pour ces motifs, la Régie approuve la méthode de calcul des volumes quotidiens interruptibles (VQI), basée sur la différence entre le volume moyen de la période d'interruption (VPI) et le volume maximum en service continu (VMC).

Nouvelle offre interruptible et modalités applicables

[700] La Régie note que l'expert qu'elle a mandaté soumet que la preuve d'Énergir ne permet pas de démontrer que les options interruptibles développées par cette dernière sont optimales. Or, la Régie considère que l'optimisation en question est un problème mathématique fort complexe.

[701] Dans les circonstances, elle est d'accord avec la proposition d'Énergir de calibrer les crédits selon les coûts évités des outils d'approvisionnement alternatifs. Dans l'optique où ces options servent à réduire les coûts des approvisionnements, elle estime qu'il est prudent que leurs paramètres soient calibrés de telle sorte que les crédits octroyés aux clients interruptibles représentent environ 75 % des économies sur les coûts d'approvisionnement anticipés.

[702] La Régie ne retient pas la recommandation de la FCEI de fixer le crédit variable de l'option de pointe à 3 \$/m³ au lieu de 4 \$/m³. Elle est plutôt d'accord avec les explications du Distributeur que le crédit variable de cette option est adéquatement calibré. En effet, comme le crédit fixe applicable annuellement sur le VQI est faible, le crédit variable permet de limiter les prix vers le haut en cas de température froide, sans toutefois limiter le Distributeur d'acquiescer des outils ponctuels moins chers sur le marché³¹⁴.

³¹³ Pièce [A-0219](#), p. 59.

³¹⁴ Pièce [B-0634](#), p. 48 et 49, R-11.5.

[703] La Régie retient également de la preuve d'Énergir que la compensation financière des options interruptibles a été calibrée pour susciter l'adhésion des clients, tout en cherchant à minimiser le coût de cette adhésion³¹⁵.

[704] Pour les motifs mentionnés ci-dessus, la Régie approuve la nouvelle offre interruptible proposée par Énergir, soit l'option interruptible de pointe et l'option interruptible saisonnière illimitée, telles que documentées à la pièce B-0656³¹⁶. Toutefois, pour les motifs précisés dans la présente décision, elle poursuivra son examen des modalités d'application de la section 7.2.1 de cette pièce lors de la phase 4 du présent dossier.

[705] Afin de s'assurer que la compensation financière des options interruptibles est adéquatement calibrée, en tenant compte de l'évolution du contexte d'approvisionnement d'Énergir, la Régie lui demande de déposer un suivi des coûts qu'elles permettent d'éviter³¹⁷. Elle lui demande de déposer ce suivi lors du dépôt de sa preuve, dans le cadre de la phase 4 du présent dossier.

Service d'optimisation tarifaire

[706] La Régie retient de la preuve d'Énergir que le service d'optimisation tarifaire vise une clientèle dont les volumes interruptibles sont trop faibles pour avoir une valeur significative aux fins des deux options interruptibles, mais qui peuvent tout de même contribuer à une meilleure optimisation des outils d'approvisionnement³¹⁸.

[707] Comme mentionné précédemment, la Régie note que l'enjeu ne porte pas sur le service d'optimisation tarifaire comme tel, mais sur certaines modalités d'application jugées importantes dont, notamment, les préavis d'entrée et de sortie, la durée des contrats ainsi que les modalités de révision du Pmax en cours de contrat.

[708] Par ailleurs, elle ne partage pas l'avis d'Énergir qui estime que sa proposition tarifaire à l'égard du service d'optimisation tarifaire est complète. Elle rappelle que le tarif

³¹⁵ Pièce [B-0612](#), p. 22, R-4.1.

³¹⁶ Pièce [B-0656](#), p. 47.

³¹⁷ Pièce [A-0320](#), p. 154 à 157.

³¹⁸ Pièce [B-0656](#), p. 52.

de ce service est tributaire des déterminations de la Régie dans le cadre du volet 2 de la phase 2B du présent dossier à l'égard du tarif d'équilibrage.

[709] Pour ces motifs, la Régie poursuivra l'examen de la demande d'Énergir relative à la création d'un nouveau service d'optimisation tarifaire, dans le cadre de la phase 4 du présent dossier.

Réponse au suivi en lien avec les propositions d'Option consommateurs

[710] La Régie est d'accord avec Énergir à l'effet que la pénalité de 5 \$/m³, de même que la disposition actuelle des *Conditions de service et Tarif* lui permettant d'interrompre les clients, sont suffisamment contraignantes pour limiter le risque de clients resquilleurs.

[711] Par ailleurs, elle rappelle que les clients interruptibles bénéficient d'un crédit ou d'un tarif réduit par rapport à la clientèle en service continu. En contrepartie, ces clients doivent réduire leurs retraits de gaz naturel ou interrompre leur consommation, sur réception d'un avis du Distributeur.

[712] Ainsi, la Régie réitère qu'afin d'assurer l'équité entre les différentes catégories de clients, il est important que l'offre interruptible soit assortie de conditions et de modalités tarifaires qui doivent être respectées³¹⁹.

[713] Pour cette raison, elle ne retient pas les représentations de l'ACIG à l'effet que la pénalité pour retraits interdits est indûment élevée. Elle ne retient pas non plus les préoccupations du ROEÉ à l'effet que cette pénalité n'est pas suffisamment contraignante. En effet, la Régie estime que la détermination du montant de la pénalité en fonction des prix du marché lors d'une période froide pour livrer le gaz naturel en franchise est adéquate pour que les retraits interdits ne constituent pas une alternative à l'interruption.

[714] Ainsi, la Régie approuve la proposition d'Énergir relative à la pénalité pour retraits interdits de 5 \$/m³. Également, elle prend acte de la réponse d'Énergir au suivi quant aux propositions d'Option consommateurs et s'en déclare satisfaite.

³¹⁹ Dossier R-3809-2012, décision [D-2012-158](#), p. 30 et 31.

Réponse au suivi en lien avec l'impact, sur les clients en service continu, des migrations des clients interruptibles vers le service continu

[715] Comme des éléments de ce suivi ont trait à des modalités et des conditions de service afférentes au service interruptible qui seront examinées lors de la phase 4 du présent dossier, **la Régie prend acte du dépôt de la réponse d'Énergir au suivi de l'impact, sur les clients en service continu, des migrations des clients interruptibles vers le service continu. L'examen de la réponse à ce suivi se poursuivra dans le cadre de la phase 4 du présent dossier.**

Réponse au suivi en lien avec la fonctionnalisation des revenus de pénalités pour retraits interdits et pour écrêttements de pointe reliés au service continu

[716] La Régie estime que les règles de fonctionnalisation, proposées dans la réponse d'Énergir au suivi en lien avec la fonctionnalisation des revenus de pénalités pour retraits interdits et pour écrêttements de pointe reliés au service continu, respectent la causalité des coûts et sont cohérentes avec le nouveau cadre conceptuel pour la fonctionnalisation et l'allocation des coûts des services FTÉ.

[717] Par ailleurs, elle note que ces réponses n'ont pas fait l'objet de DDR et ne sont pas contestées par les intervenants.

[718] **Ainsi, la Régie approuve la fonctionnalisation des revenus applicables sur les retraits interdits des services interruptibles au service d'équilibrage. Également, elle prend acte des réponses d'Énergir au suivi en lien avec la fonctionnalisation des revenus de pénalités pour retraits interdits et pour écrêttements de pointe reliés au service continu et s'en déclare satisfaite.**

Modifications aux Conditions de service et Tarif et Mesures transitoires

[719] Afin de refléter ses propositions relatives à la refonte du service interruptible, Énergir propose certains changements aux *Conditions de service et Tarif*³²⁰. Si la Régie souhaite que la nouvelle offre interruptible du service d'équilibrage entre en vigueur avant de statuer sur la révision de la structure tarifaire en distribution, dans le cadre de la phase 4

³²⁰ Pièce [B-0656](#), section 10.

du présent dossier, le Distributeur lui demande, notamment, d'approuver les modifications aux articles 11.3.1, 11.3.2 et 11.3.3.1, l'ajout des articles 11.3.3.5, 13.2 et 13.3 et la suppression de l'article 15.4 des *Conditions de service et Tarif*, ainsi que d'approuver la mise en place de certaines Mesures transitoires³²¹.

[720] Par ailleurs, le Distributeur soumet que l'article 13.3.4 devrait être bonifié afin de préciser les conditions et modalités en lien avec le service d'optimisation tarifaire. En effet, ces modalités n'ont pas encore été définies et devront faire l'objet d'une preuve subséquente, à être déposée dans le cadre d'un prochain dossier, à la suite de la décision de la Régie.

[721] Lors de l'audience, l'ACIG s'est dite préoccupée par le fait que certaines propositions d'ajouts aux *Conditions de service et Tarif* font en sorte qu'Énergir se laisse une entière discrétion quant à l'application ou non du service d'optimisation tarifaire³²². L'intervenante soumet également que :

*« On a bien beau vous dire dans notre preuve c'est complet, mais quand on dit qu'on n'a pas encore défini la durée, le préavis d'entrée et de sortie, des modalités de révision du Pmax et qu'on reconnaît que c'est des conditions importantes, je ne pense pas qu'on puisse véritablement dire que ces modalités-là sont définies. C'est des conditions, des modalités essentielles pour permettre à un client de faire un choix éclairé et on ne les connaît pas »*³²³.

[722] Considérant que les conditions et les modalités pour le service d'optimisation tarifaire ne sont pas définies et que la Régie partage certaines préoccupations énoncées par l'ACIG, **la Régie juge que l'examen des modifications proposées par Énergir aux *Conditions de service et Tarif* en lien avec la refonte du service interruptible et la création du service d'optimisation tarifaire, ainsi que les propositions relatives aux Mesures transitoires, est incomplet et doit se poursuivre dans le cadre de la phase 4 du présent dossier.**

³²¹ Pièce [B-0656](#), section 11.

³²² Pièce [A-0325](#), p. 83.

³²³ Pièce [A-0325](#), p. 84 et 85.

[723] En ce qui a trait à la modification proposée par Énergir aux articles sur les préavis d'entrée et de sortie³²⁴, la Régie comprend que l'ACIG estime que cette modification procure une discrétion à Énergir pour choisir les clients qui pourraient lui offrir un service interruptible. Cette modification concerne plus particulièrement une précision démontrant l'acceptation au service interruptible ou la modification du volume maximum en service aux besoins d'approvisionnement du Distributeur.

[724] La Régie rappelle que les options interruptibles ont pour objectif de réduire les coûts des approvisionnements gaziels hivernaux. En conséquence, les volumes interruptibles contractés doivent correspondre aux besoins d'approvisionnement du Distributeur.

[725] Néanmoins, la Régie estime que dans leur formulation actuelle, les articles 13.2.4.1 et 13.2.4.2 ne permettent pas de comprendre comment Énergir déterminera les volumes interruptibles qu'elle contractera en fonction de ses besoins d'approvisionnement. Elle rappelle que la détermination d'un tarif ne peut être arbitraire et relève exclusivement de sa compétence.

[726] Pour cette raison, la Régie demande à Énergir de déposer, lors de la phase 4 du présent dossier, une proposition définissant les critères qui pourraient être intégrés aux *Conditions de service et Tarif*, afin de délimiter de façon précise les modalités d'acceptation d'un client au service interruptible. Dans sa proposition, elle devra expliquer comment les critères qu'elle propose lui permettent de répondre à ses besoins d'approvisionnement.

12. DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[727] Énergir demande à la Régie d'interdire, pour une durée de 10 ans, la divulgation, la publication et la diffusion de certaines informations³²⁵. Elle dépose des déclarations sous serment au soutien de ces demandes.

[728] L'article 30 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*³²⁶ (la Loi) prévoit ce qui suit :

³²⁴ Pièce [B-0656](#), p. 68, articles 13.2.4.1 et 13.2.4.2.

³²⁵ Pièce [B-0646](#), p. 6.

³²⁶ [RLRQ, c. R-6.01](#).

« 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 ».

[729] 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.

[730] 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.

[731] La Régie dresse ci-dessous la liste des informations en lien avec les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel d'Énergir et réfère aux déclarations sous serment visées ainsi qu'à la durée demandée pour le traitement confidentiel.

TABLEAU 21
LISTE DES PIÈCES ET INFORMATIONS FAISANT L'OBJET
DE DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

Information faisant l'objet d'une demande de traitement confidentiel	Déclaration sous serment	Durée demandée pour le traitement confidentiel
Informations caviardées de l'annexe 1 de la pièce Gaz Métro-5, document 5 (pièce B-0189, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0186)	Pièce B-0182	10 ans
Informations contenues aux tableaux des réponses aux questions 6.1 et 6.3 de la pièce Gaz Métro-12, document 10 (pièce B-0623 , révisée comme pièce B-0634 ; déposées respectivement sous pli confidentiel comme pièces B-0624 et B-0635)	Pièce B-0647	10 ans

[732] Après examen des déclarations sous serment mentionnées au tableau ci-dessus, **la Régie juge que les motifs invoqués par Énergir justifient l'émission des ordonnances demandées à l'égard des informations identifiées dans ce tableau.**

[733] **Ainsi, la Régie accueille les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel d'Énergir relatives aux informations caviardées de l'annexe 1 de la pièce B-0189, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0186 et des informations contenues aux tableaux des réponses aux questions 6.1 et 6.3 de la pièce B-0623, révisée comme pièce B-0634, déposées respectivement sous pli confidentiel comme pièces B-0624 et B-0635 et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion, pour une période de 10 ans, à compter de l'émission de la présente décision.**

13. PROCHAINES ÉTAPES DU DOSSIER

[734] La Régie estime qu'il est opportun de rappeler que la présente décision porte sur certaines questions en lien avec le Sujet B de la phase 2. Elle constitue un second jalon dans l'examen de l'ensemble des questions faisant l'objet de la phase 2, le premier étant celui de l'examen du Sujet A complété par la décision D-2020-047³²⁷.

[735] La Régie mentionne également que le Sujet B requiert l'examen d'autres questions. Conformément aux décisions procédurales D-2020-153 et D-2021-003³²⁸, elle poursuivra leur examen en deux volets :

- Volet 1B : conformité de l'application à la présente décision par Énergir;
- Volet 2 : conditions de service et tarifs relatifs aux services de fourniture, de transport, d'équilibrage et de la flexibilité opérationnelle, incluant les livraisons uniformes, le niveau d'interfinancement de ces services ainsi que le service de fourniture avec transfert de propriété.

³²⁷ Décision [D-2020-047](#).

³²⁸ Décisions [D-2020-153](#) et [D-2021-003](#).

[736] La Régie donnera ultérieurement ses indications pour le déroulement de ces deux volets.

14. DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS DES INTERVENANTS

14.1 CADRE JURIDIQUE ET PRINCIPES APPLICABLES

[737] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut, notamment, ordonner à Énergir de payer tout ou partie des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations et du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

[738] Le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*³²⁹ (le Règlement) et le *Guide de paiement des frais 2020*³³⁰ (le Guide) encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer.

[739] L'article 42 du Règlement prévoit qu'un participant, autre que le transporteur d'électricité ou un distributeur, peut déposer à la Régie une demande de paiement de frais.

[740] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés en tenant compte des critères prévus à l'article 11 du Guide. Elle évalue également l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations en tenant compte des critères prévus à l'article 12 du Guide. Le remboursement des taxes est effectué en fonction du statut fiscal de chaque intervenant.

³²⁹ [RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1.](#)

³³⁰ [Guide de paiement des frais 2020.](#)

14.2 FRAIS RÉCLAMÉS, ADMISSIBLES ET ACCORDÉS

[741] Les frais réclamés par l'ACIG, la FCEI, OC et le ROÉÉ pour leur participation à la phase 2, Sujet B, volet 1A du présent dossier s'élèvent à 249 109,71 \$.

[742] Dans un premier temps, la Régie procède aux ajustements suivants afin de rendre les demandes de paiement de frais admissibles. Prenant en compte que les sujets présentés et discutés en séance de travail dans cette phase du dossier ont été complexes, la Régie leur applique le montant prévu pour les séances de travail avec préparation. Elle corrige donc les demandes de paiement de frais en ce sens.

[743] Dans un deuxième temps, la Régie corrige de façon spécifique les demandes de paiement de frais.

[744] Ainsi, elle ajuste la demande du ROÉÉ pour la séance de travail du 24 février 2021 pour une durée d'une demi-journée.

[745] Bien que les taux horaires réclamés pour les experts d'OC et du ROÉÉ soient supérieurs à ceux prévus au Guide, la Régie les autorise. Advenant le recours à des experts lors de la phase 4, la Régie souhaite que l'intervenant justifie tout montant réclamé qui s'avérerait supérieur au taux prévu au Guide.

[746] Les frais admissibles s'élèvent à 248 190,91 \$.

[747] La Régie juge que la participation de ces intervenants a été utile.

[748] Au niveau du caractère raisonnable des demandes de paiement de frais, la Régie juge qu'elles sont raisonnables dans leur ensemble, mais elle est étonnée par le nombre d'heures réclamé par l'avocat de la FCEI. Pour les prochaines phases, elle demande à ce dernier de prendre en compte ce commentaire. **Elle accorde à chacun des intervenants les montants prévus au tableau suivant.**

TABLEAU 22 FRAIS RÉCLAMÉS, ADMISSIBLES ET ACCORDÉS (TAXES INCLUSES)			
Intervenants	Frais réclamés (\$)	Frais admissibles (\$)	Frais accordés (\$)
ACIG	85 206,13	85 206, 13	85 206,13
FCEI	89 400,80	89 400,80	89 400,80
OC	28 324,63	28 325,63	28 325,63
ROÉÉ	46 178,15	45 258,35	45 258,35
TOTAL	249 109,71	248 190,91	248 190,91

[749] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE la méthode de fonctionnalisation des coûts d'approvisionnement par la méthode des tiers, telle que décrite à la section 5 de la pièce B-0639, relatée aux sections 6.1 à 6.7 de la présente décision, y incluant les précisions présentées à la section 6.9 de la présente décision;

APPROUVE, à compter du dossier tarifaire 2022-2023, le changement de méthode comptable proposé qui consiste à ne plus comptabiliser dans un compte de frais reportés le coût des primes fixes du site d'entreposage à Dawn et le coût des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage relatif aux six derniers mois d'une année financière;

MAINTIENT l'utilisation du compte de frais reportés visé mais suspend temporairement la disposition des montants qui y sont comptabilisés tant qu'une décision sur la période d'amortissement ne sera pas rendue;

APPROUVE la méthode de fonctionnalisation des écarts de fin d'année relatifs aux coûts d'approvisionnement, telle que décrite à la section 6.2 de la pièce B-0639;

APPROUVE la méthode de calcul proposée pour le transfert des coûts saisonniers de la fourniture à l'équilibrage, telle que décrite à la section 8.1 de la présente décision, ainsi que son application à compter du rapport annuel 2021;

APPROUVE les facteurs d'allocation des coûts proposés, tels que décrits à l'annexe 6 de la pièce B-0639;

PREND ACTE du dépôt des réponses aux suivis liés à la décision D-2016-126 contenues dans la pièce B-0188 et dans la section 7.1 de la pièce B-0639;

PREND ACTE des réponses aux suivis liés à la décision D-2016-126 contenues dans la section 2.2.6 et dans l'annexe 7 de la pièce B-0639, et s'en déclare satisfaite;

PREND ACTE des réponses au suivi lié à la décision D-2020-047 contenues dans la section 7.2.3 de la pièce B-0639, et s'en déclare satisfaite;

ACCUEILLE PARTIELLEMENT la demande du Distributeur à l'égard de la refonte du service interruptible;

APPROUVE la reconnaissance de l'offre interruptible au service d'équilibrage uniquement;

APPROUVE la méthode de calcul des volumes quotidiens interruptibles (VQI), basée sur la différence entre le volume moyen de la période d'interruption (VPI) et le volume maximum en service continu (VMC), telle que décrite à la section 4.2.1 de la pièce B-0656;

APPROUVE la nouvelle offre interruptible proposée par Énergir (option interruptible de pointe et option interruptible saisonnière illimitée), telle que décrite à la page 47 de la pièce B-0656, mais **POURSUIVRA** l'examen des modalités applicables (section 7.2.1 de la pièce B-0656), dans le cadre de la phase 4 du présent dossier;

POURSUIVRA l'examen de la création d'un nouveau service d'optimisation tarifaire, dans le cadre de la phase 4 du présent dossier;

PREND ACTE de la réponse au suivi en lien avec les propositions d'Option consommateurs présentée à la section 8.1 de la pièce B-0656, et s'en déclare satisfaite;

APPROUVE la pénalité pour retraits interdits de 5 \$/m³;

PREND ACTE du dépôt de la réponse au suivi portant sur la migration des clients entre les services interruptible et continu présentée à la section 8.2 de la pièce B-0656 et **POURSUIVRA** l'examen de la réponse à ce suivi dans le cadre de la phase 4 du présent dossier;

PREND ACTE de la réponse au suivi en lien avec la fonctionnalisation des revenus de pénalités pour retraits interdits et pour écrêtements de pointe reliés au service continu, présentée à la section 8.3 de la pièce B-0656, et s'en déclare satisfaite;

APPROUVE la fonctionnalisation des revenus applicables sur les retraits interdits des services interruptibles au service d'équilibrage;

POURSUIVRA, dans le cadre de la phase 4 du présent dossier, l'examen des modifications proposées par Énergir aux *Conditions de service et Tarif*, en lien avec la refonte du service interruptible et la création du service d'optimisation tarifaire, ainsi que les propositions relatives aux Mesures transitoires;

ACCUEILLE les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel des informations indiquées au tableau 22 de la présente décision et **INTERDIT** leur divulgation, leur publication et leur diffusion pour les durées précisées au même tableau;

ORDONNE à Énergir de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants accordés à la section 14.2 de la présente décision;

ORDONNE à Énergir de se conformer à l'ensemble des éléments décisionnels de la présente décision.

Marc Turgeon
Régisseur

Françoise Gagnon
Régisseur

François Émond
Régisseur

ANNEXE 1

Annexe 1 (2 pages)

M. T.

F. G.

F. É.

LISTE DES ACRONYMES

BS	besoins saisonniers
CFR	compte de frais reportés
CU	coefficient d'utilisation
DDR	demande de renseignements
FTÉ	de fourniture, de transport et d'équilibrage
FTI	<i>Firm Transportation Injections</i>
FTLH	<i>Firm Transportation Long Haul</i>
FTSH	<i>Firm Transportation Short Haul</i>
GAC	gaz d'appoint concurrence
GAI	gaz d'appoint pour contrer une interruption
LBA	<i>Load Balancing Agreement</i>
LSR	liquéfaction, stockage et regazéification
OT	outils totaux
Pmax	pointe maximale
SÉ	stable équivalente
SH-EMB	<i>Short Haul Enhanced Market Balancing Service</i>
STS	<i>Storage Transportation Service</i>
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
VGE	Ventes grandes entreprises
VJC	volume journalier contractuel
VMC	volume maximum en service continu
VPI	volume moyen de la période d'interruption
VQI	volumes quotidiens interruptibles
WACOG	<i>Weighted Average Cost of Gas</i>

ABRÉVIATIONS ET SIGNES CONVENTIONNELS

\$	dollar canadien
k	kilo (mille)
M	méga (million)
kW	kilowatt
MW	mégawatt
kWh	kilowattheure - 10^3 ou 1 000 Wh
MWh	mégawattheure - 10^6 ou 1 000 000 Wh
GWh	gigawattheure - 10^9 ou 1 000 000 000 Wh
TWh	térawattheure - 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh