

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2023-116

R-4213-2022

10 octobre 2023

Phase 2

PRÉSENTS :

Esther Falardeau

Louise Rozon

Simon Turmel

Régisseurs

Énergir, s.e.c.

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision partielle sur le fond

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif d'Énergir, s.e.c., à compter du 1^{er} octobre 2023

Demanderesse :

Énergir, s.e.c.

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

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ)

représentée par M^e Hélène Sicard;

Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

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

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

représenté par M^{es} Steve Cadrin et Carolyne Fauteux-Filion;

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

représentée par M^{es} 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 McDevitt David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)

représenté par M^{es} Franklin S. Gertler et Eugénie Veilleux;

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétique (RTIÉÉ)

représenté par M^e Dominique Neuman.

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	5
2.	CONCLUSIONS PRINCIPALES	7
3.	MODIFICATIONS AUX SUIVIS DES PROJETS D'INVESTISSEMENT DÉPOSÉS DANS LES RAPPORTS ANNUELS	8
	3.1 Proposition d'Énergir	8
	3.2 Position des intervenants.....	11
	3.3 Commentaires d'Énergir	12
	3.4 Opinion de la Régie.....	13
4.	RETRAIT DES VENTES SANS RACCORDEMENT DES PLANS DE DÉVELOPPEMENT ET DES SUIVIS AFFÉRENTS.....	15
	4.1 Proposition d'Énergir.....	15
	4.2 Position des intervenants.....	18
	4.3 Opinion de la Régie.....	18
5.	MODIFICATION AUX PIÈCES DU DOSSIER TARIFAIRE	21
	5.1 Proposition d'Énergir.....	21
	5.2 Position des intervenants.....	21
	5.3 Opinion de la Régie.....	22
6.	CLIENTÈLE INTERRUPTIBLE CONSIDÉRÉE INCAPABLE DE S'INTERROMPRE	22
	6.1 Proposition d'Énergir.....	22
	6.2 Position des intervenants.....	28
	6.3 Réplique d'Énergir aux recommandations de l'ACIG.....	32
	6.4 Opinion de la Régie.....	32
	DISPOSITIF	34

1. INTRODUCTION

[1] Le 11 novembre 2022, Énergir, s.e.c. (Énergir) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31, 32, 34, 48, 49, 52, 72, 73 et 74 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), une demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification de ses *Conditions de service et Tarif* (CST) à compter du 1^{er} octobre 2023, ainsi que certaines pièces à son soutien.

[2] Le 21 novembre 2022, la Régie rend sa décision D-2022-135², par laquelle elle accepte de procéder à l'examen du dossier en deux phases.

[3] Les 11 avril et 10 mai 2023, la Régie rend ses décisions procédurales D-2023-043³ et D-2023-059⁴ portant sur la phase 2 du présent dossier.

[4] Le 24 mai 2023, Énergir dépose une demande réamendée visant, notamment, l'approbation des caractéristiques du contrat d'approvisionnement en gaz de source renouvelable (GSR) conclu avec NW Naturals Renewables (NWNR) ainsi que les pièces à son soutien.

[5] Les 26 mai et 9 juin 2023, Énergir dépose une deuxième et une troisième demande réamendée ainsi que les pièces à leur soutien.

[6] Le 12 juin 2023, la Régie rend sa décision D-2023-074⁵ portant sur les sujets d'intervention, les budgets de participation, certains sujets d'examen, le calendrier de traitement et le tarif de réception de WAGA (Saint-Étienne-des-Grès) pour l'année 2022-2023. Elle autorise également la création d'une phase 3 au présent dossier.

[7] Entre le 22 juin et le 17 juillet 2023, Énergir dépose une quatrième, une cinquième, une sixième et une septième demande réamendée, ainsi que les pièces à leur soutien.

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² Décision [D-2022-135](#).

³ Décision [D-2023-043](#).

⁴ Décision [D-2023-059](#).

⁵ Décision [D-2023-074](#).

[8] Le 19 juillet 2023, la Régie rend sa décision D-2023-091⁶ sur le tarif de réception de WAGA (Saint-Étienne-des-Grès) révisé pour l'année 2022-2023.

[9] Le 21 juillet 2023, l'ACIG, l'AHQ-ARQ, le GRAME, le ROEÉ et le RTIEÉ déposent leur mémoire. OC dépose ses conclusions et met fin à sa participation au dossier. La FCEI dépose son mémoire le 25 juillet 2023.

[10] Les 9 et 17 août 2023, Énergir dépose une huitième et une neuvième demande réamendée ainsi que les pièces à leur soutien.

[11] Le 17 août 2023, la Régie tient une audience sur les caractéristiques du contrat d'approvisionnement en GSR conclu avec NWNR, date à laquelle elle entame son délibéré.

[12] Le 29 août 2023, Énergir dépose une 10^{ème} demande réamendée ainsi que les pièces à son soutien (la Demande)⁷. Énergir demande notamment à la Régie d'approuver, d'ici la mi-octobre 2023⁸, les modifications proposées aux suivis des projets d'investissement et au plan de développement, afin que la décision puisse être appliquée à compter du rapport annuel 2022-2023.

[13] Du 7 au 12 septembre 2023, la Régie tient une audience de quatre jours, au terme de laquelle elle entame son délibéré sur les conclusions recherchées dans la Demande, autres que celle visant le contrat conclu avec NWNR.

[14] Également au terme de l'audience, la Régie rend sa décision, séance tenante, sur l'application provisoire des tarifs 2023-2024 à compter du 1^{er} octobre 2023⁹.

[15] Le 19 septembre 2023, par sa décision D-2023-108¹⁰, la Régie approuve les caractéristiques du contrat d'approvisionnement en GSR conclu avec NWNR, ainsi que la méthode de fonctionnalisation des coûts de transport.

⁶ Décision [D-2023-091](#).

⁷ Pièce [B-0267](#).

⁸ Pièce [B-0266](#), p. 2.

⁹ Pièce [A-0076](#), p. 293 à 295.

¹⁰ Décision [D-2023-108](#).

[16] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande d'Énergir relative aux modifications aux suivis des projets d'investissement déposés dans les rapports annuels, aux modifications aux pièces du dossier tarifaire dont le retrait des ventes sans raccordement des plans de développement et aux suivis afférents. Elle se prononce également sur la demande relative à l'inclusion d'outils d'approvisionnement additionnels de $570 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ dans la demande du service continu du scénario de base du plan d'approvisionnement gazier 2023-2024 et à l'ajout d'un article aux CST visant la clientèle interrompible considérée incapable de s'interrompre.

2. CONCLUSIONS PRINCIPALES

[17] La Régie approuve partiellement la demande d'Énergir relative aux modifications aux suivis des projets d'investissement déposés dans les rapports annuels. Elle apporte des ajustements en ce qui a trait à l'évolution du nombre de clients et des volumes ainsi qu'à l'explication des écarts et le suivi final.

[18] La Régie approuve les modifications aux pièces du dossier tarifaire et aux autres pièces du rapport annuel, telles que proposées par Énergir, incluant le retrait des ventes sans raccordement des plans de développement.

[19] La Régie approuve l'inclusion d'outils d'approvisionnement additionnels de $570 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ dans la demande du service continu du scénario de base du plan d'approvisionnement gazier 2023-2024 et l'ajout de l'article 14.4.2.7 aux CST portant sur la clientèle considérée incapable de s'interrompre et fixe son entrée en vigueur à compter de la présente décision.

3. MODIFICATIONS AUX SUIVIS DES PROJETS D'INVESTISSEMENT DÉPOSÉS DANS LES RAPPORTS ANNUELS

3.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[20] Dans un souci d'efficience et d'allègement règlementaire, Énergir propose des modifications aux suivis des projets d'investissement déposés dans les rapports annuels (Suivis actuels). De ce fait, Énergir propose de déposer, à compter du rapport annuel 2023-2024, des suivis sous forme allégée (Suivis allégés) pour les années entre le premier et le dernier suivi. Toutefois, Énergir indique qu'un statut complet du suivi (Suivi final) sera déposé, en tout temps, l'année où la fin du suivi du projet en question sera demandée.

[21] Énergir présente un résumé des modifications proposées aux Suivis actuels au tableau suivant.

TABLEAU 1
MODIFICATIONS PROPOSÉES AUX SUIVIS ACTUELS

Sections de la pièce de suivi	Méthode actuelle Suivi actuel	Méthode proposée en cours de suivi Suivi allégé	Méthode proposée lors de la demande de fin de suivi Suivi final
Statut de l'avancement du projet	Inclus à chaque suivi	Inclus	Inclus
Évolution du nombre de clients et des volumes et explication des écarts	Inclus à chaque suivi	S.O.	Inclus
Coûts du projet et explication des écarts	Inclus à chaque suivi, en y détaillant la ventilation des coûts par rubrique	Coûts allégés sans explication sauf si écart de plus de 15 %	Inclus en y détaillant la ventilation des coûts par rubrique
Rentabilité initiale et projetée	Inclus à chaque suivi	S.O.	Inclus
Critères pour demander l'arrêt	Lorsque :		Lorsque les travaux du projet sont complétés

	<p>1) Conciliation des investissements réels liés aux coûts de construction par rapport aux prévisions initiales;</p> <p>2) Atteinte des retraits réels des volumes de ventes prévus à la maturité du projet.</p> <p>Ou à la troisième année du suivi.</p>		ou à la troisième année du suivi
--	--	--	----------------------------------

Source : Pièce [B-0049](#), tableau 1, p. 6.

[22] Dans le Suivi allégé, l'état d'avancement du projet sera toujours inclus. Toutefois, Énergir propose un allègement quant à l'information fournie en lien avec les sections suivantes :

- évolution du nombre de clients et des volumes;
- coûts des projets et explications des écarts;
- rentabilité initiale et projetée.

[23] Énergir soumet que la production du tableau de l'évolution du nombre de clients et des volumes demande beaucoup de temps à ses équipes. De plus, elle considère que l'information contenue dans ce tableau, sur une base annuelle, n'apporte pas de valeur ajoutée en cours de projet, puisque les volumes ne sont pas à maturité dans les premières années du suivi et que le dépôt du tableau au Suivi final permettra à la Régie de prendre note de l'évolution du nombre de clients et des volumes. Conséquemment, la proposition consiste à produire ce tableau montrant l'évolution du nombre de clients réels et projetés par rapport à la projection initiale, uniquement lors du dépôt du Suivi final. Le cas échéant, les explications concernant les écarts seront présentées.

[24] Dans les Suivis actuels, Énergir dépose une mise à jour du coût total du projet mais également une ventilation de ce coût, ainsi que les explications des écarts des différentes rubriques de coûts. Elle propose de présenter un tableau allégé des coûts dans le Suivi allégé, montrant la projection des coûts totaux et de la subvention, le cas échéant, sans explication des écarts. Lors du Suivi final, un tableau détaillé des coûts par rubrique sera déposé.

[25] En réponse à une demande de renseignements (DDR) de la Régie, le Distributeur présente, à titre d'exemple, le tableau suivant pour les coûts globaux qui seront inclus dans les Suivis allégés.

TABEAU 2
PROJECTION DES COÛTS GLOBAUX AU 30 SEPTEMBRE XXXX
(000 \$)

	Budget initial (1)	Projection finale (2)	Écart (000 \$) (3) = (2) – (1)	Écart (%) (4) = (3) / (1)
Projection des coûts globaux	xx	xx	xx	x
Contributions clients et externe (gouvernemental) nettes des frais de vérification	xx	xx	xx	x
Total Énergir	xx	xx	xx	x

Source : Pièce [B-0205](#), p. 5, réponse à la question 3.3.

[26] Dans les décisions autorisant la réalisation des projets d'investissement, la Régie demande à Énergir de l'informer aussitôt qu'elle anticipe un dépassement des coûts du projet égal ou supérieur à 15 %¹¹. Lorsque cette situation se présentera, Énergir propose de fournir le tableau détaillé des coûts par rubrique et les explications des écarts importants dans les Suivis allégés.

[27] Énergir soumet que la production du tableau de la rentabilité initiale et projetée, incluant l'indice de profitabilité (IP), le taux de rendement interne (TRI), le point mort tarifaire (PMT) ainsi que l'impact tarifaire demande également beaucoup de temps à ses équipes. Elle propose de le déposer uniquement lors de la présentation du Suivi final.

[28] Dans le cas de certains projets d'extension de réseau, Énergir indique que le calcul doit se faire séparément pour les clients signés au moment du dépôt du projet et les clients potentiels. De plus, en cours de projet, les différents paramètres composant ce tableau sont en évolution et ne donnent qu'une indication ponctuelle du niveau des coûts.

¹¹ Ce pourcentage correspond à la marge d'erreur de l'évaluation des coûts des projets sur la base de l'estimation de classe 3.

[29] Finalement, en ce qui a trait à la demande de mettre fin au suivi d'un projet d'investissement dans le rapport annuel, Énergir propose qu'il soit déposé lorsque les travaux du projet ont été exécutés ou à la troisième année du suivi. À cet égard, Énergir rappelle que depuis la décision D-97-25¹², elle peut demander de mettre fin au suivi lorsque les deux conditions suivantes sont remplies :

- conciliation des investissements réels liés aux coûts de construction par rapport aux prévisions initiales;
- atteinte des retraits réels des volumes de ventes prévus à la maturité du projet.

[30] Énergir indique que les volumes réels d'un projet sont rarement arrivés à maturité avant trois à cinq ans, ce critère n'étant pas aussi fiable que celui des coûts réels. Conséquemment, elle souhaite que ce critère ne soit plus une des conditions à remplir afin qu'elle puisse demander de mettre fin au suivi. Néanmoins, un statut sur les clients et les volumes sera présenté lors du Suivi final du projet.

3.2 POSITION DES INTERVENANTS

3.2.1 OC

[31] OC recommande à la Régie d'accepter la demande d'Énergir, tout en maintenant l'obligation de fournir des explications des écarts de coûts, lorsque la variation des coûts finaux est inférieure à 15 %¹³.

3.2.2 ROÉÉ

[32] Le ROÉÉ soumet que les considérations relatives aux bénéfices et coûts non énergétiques, dans le cadre des suivis des projets d'investissement, devraient être pris en compte :

¹² Dossier R-3371-97, décision [D-97-25](#).

¹³ Pièce [C-OC-0017](#), p. 4.

« Plus précisément, les coûts non-énergétiques, tels que proposé par le ROEÉ, seraient des « impacts qui : i) découlent du projet; ii) ne sont pas de nature énergétique et iii) ont des répercussions négatives sur la clientèle, et/ou à la société québécoise ».

➤ Voir par analogie le Guide de dépôt d'Énergir, p. 35.

Pour ces raisons, le ROEÉ recommande à la Régie de prendre en compte ces coûts non-énergétiques dans le cadre des projets d'investissements et d'en assurer le suivi. Ainsi, toute vente additionnelle de gaz naturel traditionnel devrait refléter l'inverse des bénéfices non-énergétiques environnementaux attribués à un mètre cube de gaz naturel économisé par un programme d'efficacité énergétique »¹⁴.

3.2.3 RTIEÉ

[33] Le RTIEÉ appuie la proposition d'Énergir d'alléger le suivi de l'évolution du coût des projets d'investissement et d'explication des écarts lorsqu'inférieurs à 15 %.

[34] Toutefois, il recommande de maintenir, vu la rapidité de l'évolution des prévisions de marché :

- le suivi actuel de l'évolution des prévisions de ventes (clients et volumes);
- le suivi actuel de la rentabilité;
- les critères actuels de fin de suivi y compris l'obligation d'en demander l'autorisation à la Régie¹⁵.

3.3 COMMENTAIRES D'ÉNERGIR

[35] En réponse aux arguments soulevés par le ROEÉ, Énergir souligne que les propositions de modifications aux suivis de projets d'investissement aux rapports annuels ont été élaborées dans un contexte où le nouveau *Guide de dépôt pour Énergir, s.e.c.* (Guide de dépôt)¹⁶ n'était pas entré en vigueur. De plus, le Distributeur soumet que ce Guide de

¹⁴ Pièce [C-ROEÉ-0045](#), p. 9 et 10, par. 52, 54 et 55.

¹⁵ Pièce [C-RTIEÉ-0052](#), p. 21.

¹⁶ [Guide de dépôt pour Énergir, s.e.c.](#)

dépôt : « [...] *est volontairement muet quant à la reddition de compte à faire au sujet des projets d'investissement et réfère aux ' suivis exigés dans les décisions de la Régie du gaz naturel et de la Régie de l'énergie ' »*¹⁷.

[36] En ce qui a trait à la position du RTIEÉ, Énergir soumet que le fait de maintenir le suivi de l'évolution du nombre de clients et des volumes, de la rentabilité et des critères actuels pour la fin d'un suivi, comme le recommande l'intervenant, ne lui permettrait pas d'atteindre le but visé, soit l'efficacité et l'allégement réglementaire¹⁸.

3.4 OPINION DE LA RÉGIE

[37] La Régie comprend le besoin d'Énergir d'alléger le processus de production lié aux suivis des projets d'investissement au rapport annuel. Elle reconnaît que le processus demande beaucoup de travail aux équipes d'Énergir et les suivis annuels sont nombreux. En moyenne, au cours des dix dernières années, 19 suivis ont été produits annuellement. De façon plus spécifique, au cours des quatre dernières années, un nombre minimal de 15 suivis ont été générés pour chaque rapport annuel.

[38] La Régie considère que les modifications proposées aux divers suivis des projets d'investissement au rapport annuel sont raisonnables. Cependant, elle accueille partiellement la demande d'Énergir en y apportant des ajustements pour le Suivi allégé portant sur l'évolution du nombre de clients et des volumes et explication des écarts ainsi que le Suivi final. Le tableau suivant présente les modifications approuvées, telles que proposées par Énergir, ainsi que les ajustements apportés, le cas échéant.

¹⁷ Décision [D-2023-059](#), p. 11, par. 32.

¹⁸ Pièce [B-0182](#), p. 37, réponse à la question 2.8.1.

TABLEAU 3
MODIFICATIONS APPROUVÉES AUX SUIVIS DES PROJETS D'INVESTISSEMENT
DÉPOSÉS AUX RAPPORTS ANNUELS

Type de suivi	Suivis des projets d'investissement à compter du rapport annuel 2023
Statut de l'avancement du projet	
Suivi allégé	Aucune modification proposée par Énergir
Suivi final	Aucune modification proposée par Énergir
Évolution du nombre de clients et des volumes et explication des écarts	
Suivi allégé	<p>La Régie demande à Énergir de présenter les renseignements suivants :</p> <p>1. Fournir un pourcentage de réalisation d'avancement des ventes pour la période en évaluation; c.-à-d., la proportion des volumes signés au moment du rapport annuel par rapport à ce qui était prévu pour cette période.</p> <p>Par exemple, si la période en évaluation au rapport annuel correspond au deuxième suivi du projet (an 2), Énergir doit fournir le pourcentage des volumes signés à l'an 2 par rapport à la prévision de l'an 2.</p> <p>2. Fournir un pourcentage de réalisation d'avancement des ventes pour les périodes cumulées, à ce jour.</p> <p>Par exemple, si la période en évaluation au rapport annuel correspond au deuxième suivi du projet (an 2), Énergir doit fournir le pourcentage des volumes signés (an 1 + an 2) par rapport aux prévisions des deux premières années du projet.</p>
Suivi final	Aucune modification proposée par Énergir
Coûts du projet et explication des écarts	
Suivi allégé	Modification approuvée telle que proposée par Énergir
Suivi final	Aucune modification proposée par Énergir
Rentabilité initiale et projetée	
Suivi allégé	Modification approuvée telle que proposée par Énergir
Suivi final	Aucune modification proposée par Énergir
Critères pour demander l'arrêt	
Suivi final	Pour demander l'arrêt du suivi, la Régie retient comme seul critère la complétion des travaux

[39] **La Régie approuve partiellement les modifications proposées aux suivis des projets d'investissement déposés au rapport annuel. La Régie demande que lors des Suivis allégés, Énergir fournisse un pourcentage des volumes signés au moment du rapport annuel, par rapport à ce qui était prévu pour la période en évaluation, ainsi qu'un pourcentage des volumes signés, pour les périodes cumulées à ce jour, par rapport à ce qui était prévu initialement. Finalement, la Régie retient seulement la complétion des travaux comme critère pour demander l'arrêt du suivi.**

4. RETRAIT DES VENTES SANS RACCORDEMENT DES PLANS DE DÉVELOPPEMENT ET DES SUIVIS AFFÉRENTS

4.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[40] Énergir présente, à chaque dossier tarifaire, un plan de développement qui projette les ventes de nouveaux clients et les ajouts de charge qu'elle anticipe signer lors de l'année témoin projetée (plan budget). Ce plan projette également les investissements prévus en renforcement du réseau, l'enveloppe maximale des cas d'exception et les frais généraux corporatifs (FGC) alloués aux investissements en développement du réseau.

[41] Dans les dossiers de rapport annuel, le Distributeur présente différents suivis liés au plan de développement, soit :

- la liste des ventes signées dans l'année aux fins du suivi aléatoire;
- un plan *a priori*, lequel compare le plan budget aux ventes signées dans l'année;
- un plan *a posteriori* trois ans, afin de remplacer les estimations du plan *a priori* par des données réelles;
- un suivi *a posteriori* six ans, afin d'actualiser les données réelles du plan *a posteriori* trois ans, en incluant des données additionnelles, en conformité avec la décision D-2018-080¹⁹.

¹⁹ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 99, par. 420.

[42] Au présent dossier, Énergir propose des modifications au plan de développement afin d'alléger la production des rapports *a posteriori* aux rapports annuels, ainsi que des modifications corollaires à d'autres pièces du dossier tarifaire et du rapport annuel.

[43] Pour atteindre l'allègement recherché, Énergir propose que le plan de développement ne porte que sur les ventes nécessitant de nouveaux raccordements. Elle souhaite ainsi limiter la portée du plan budget afin de réduire l'effort requis pour la production des rapports *a posteriori* après trois ans et six ans. Les ventes sur des raccordements existants seraient donc exclues des plans de développements et des suivis afférents.

[44] De manière plus spécifique, à compter du dossier tarifaire 2024-2025, le plan budget sera déposé selon le format proposé à la pièce B-0082²⁰, c'est-à-dire sans vente sur raccordements existants.

[45] À compter du prochain rapport annuel portant sur l'année financière 2022-2023, les modifications proposées s'appliqueraient aux pièces suivantes :

- le plan *a priori* et le suivi aléatoire reflèteront la proposition d'Énergir;
- les rapports *a posteriori* reflèteront les plans *a priori* déposés trois ans plus tôt, à l'exception des ajouts de charge.

[46] De plus, au dossier tarifaire, un ajustement sera apporté à la pièce déposée au soutien de la demande d'autorisation des investissements inférieurs au seuil (cette pièce porte aussi sur la planification pluriannuelle des investissements), afin d'arrimer les investissements en développement du réseau à la répartition annuelle des additions à la base de tarification par plan de développement. La modification est requise, puisque la demande d'autorisation des investissements en développement du réseau comprend les investissements pour les ventes avec de nouveaux raccordements et ceux pour les ventes sans raccordement, et que ces derniers seront exclus du plan de développement avec la proposition d'Énergir.

[47] Afin de démontrer l'impact du retrait des ventes sur les raccordements existants, Énergir présente le tableau ci-dessous :

²⁰ Pièce [B-0082](#), p. 10 à 19.

TABLEAU 4
IMPACTS DE LA PROPOSITION (MARCHÉS PMD)

	Réel 2021 Actuel	Réel 2021 Proposé	Variation
Nombre de clients (an 5 cumulatif)	4 318	2 579	(1 739)
Total des investissements (000 \$)	47 230	44 547	(2 683)

Source : Pièce [B-0081](#), p. 4.

[48] En se basant sur les données du rapport annuel 2021, Énergir souligne que les 1 739 ventes qui seraient retirées (ventes sur les raccordements existants) représentent une faible proportion des investissements totaux (2,7 M\$) du plan de développement, soit environ 5 à 6 %.

[49] La réduction de la portée du plan de développement aux seules ventes nécessitant de nouveaux raccordements devrait se traduire par une réduction de dix jours de l'effort requis pour réaliser le rapport *a posteriori* après trois ans. Ce gain s'ajoutera aux autres mesures d'optimisation qui, dans l'ensemble, contribueront aussi à l'optimisation de la production du rapport *a posteriori* six ans plus tard.

[50] De plus, Énergir ne propose pas de modification au traitement des renforcements ou des cas d'exception qui demeureront au plan budget et au plan *a priori*.

[51] En ce qui a trait aux FGC, Énergir rappelle que ces derniers font l'objet d'une allocation entre les différents investissements et d'un suivi spécifique au rapport annuel²¹. Énergir estime qu'il n'est pas nécessaire de répartir l'enveloppe des FGC entre les ventes avec et sans raccordements existants, étant donné que ces dernières ne représentent qu'une fraction des investissements requis pour les nouvelles ventes. Énergir attribuera l'ensemble des FGC alloués aux investissements en développement du réseau au plan de développement. Cette approche ne nécessite aucun changement au suivi des FGC.

²¹ Pièce [B-0081](#), p. 5, référant aux dossiers R-4079-2018, pièce [B-0164](#), p. 4 et 5, réponse à la question 3.1, et R-4209-2022, pièce [B-0040](#), p. 4.

4.2 POSITION DES INTERVENANTS

[52] Le RTIEÉ recommande que le plan de développement continue de présenter un portrait exact et complet du développement du marché d'Énergir, donc sans le limiter à l'information sur les nouveaux clients nécessitant un raccordement²².

4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[53] Le plan de développement porte sur l'ensemble des projets d'investissement inférieurs au seuil de 4 M\$, lesquels sont regroupés dans un même portefeuille. Considérant que le plan de développement a fait l'objet d'un examen approfondi dans la phase 3 du dossier R-3867-2013, la Régie juge important de rappeler, ci-après, certaines conclusions énoncées dans sa décision D-2018-080.

[54] L'objectif du plan de développement est « *de s'assurer qu'Énergir sélectionne seulement les projets qui présentent une réelle opportunité de baisse tarifaire* »²³. En d'autres termes, chaque projet d'extension de réseau inclus au portefeuille doit être rentable, afin d'avoir un impact à la baisse sur les tarifs en distribution²⁴. De plus, la rentabilité dégagée par les projets d'extension de réseau permet d'assumer les autres coûts imputés au portefeuille mais qui ne génèrent pas de revenus additionnels. Ces autres coûts sont liés aux projets de renforcement de réseau, à l'enveloppe globale permise pour les projets de parcs industriels et de repavage, ainsi qu'aux FGC.

[55] En ce qui a trait aux projets d'investissement visant les ajouts de charge (soit les ventes sans raccordement), dans la décision D-2018-080, la Régie se prononçait ainsi :

« [338] Par ailleurs, contrairement à ce que suggère l'expert Chernick, la Régie considère que les ventes additionnelles découlant des ajouts de charge doivent être prises en compte dans l'évaluation de la rentabilité globale du portefeuille. »

²² Pièce [C-RTIEÉ-0038](#), p. 84.

²³ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 82, par. 347.

²⁴ Dossier R-3867-2013 Phase 2, décision [D-2023-033](#), p. 16, par. 65. Dans cette décision la Régie conclut que la méthode d'évaluation de la rentabilité ne doit considérer que le service de Distribution,

[339] Ces ajouts de charge contribuent au développement du réseau et sont souvent rendus possibles grâce aux investissements en Renforcement, qui sont inclus au Plan de développement. De même, les ajouts de charge nécessitent parfois des investissements aux installations de branchement et de mesurage des clients visés dont les coûts sont aussi inclus au Plan de développement. Il apparaît donc logique de tenir compte également des revenus additionnels que ces ajouts de charge procurent »²⁵.

[56] La Régie convient que la prise en compte des ventes additionnelles découlant des ajouts de charge permet d'avoir une vue d'ensemble du développement global de l'entreprise.

[57] Cependant, considérant que le risque réside dans les nouvelles ventes nécessitant de nouveaux investissements, la Régie est d'avis que ce sont davantage ces transactions qui doivent être suivies, étant donné l'impact réel qu'elles ont sur « *l'opportunité de baisse tarifaire* ».

[58] La Régie comprend que les ajouts de charge sont des ventes supplémentaires sur un investissement initial déjà réalisé. De plus, malgré le fait que les ajouts de charge soient parfois possibles grâce aux investissements en renforcement de réseau, leur inclusion au plan de développement a un impact réel sur l'indice de profitabilité (IP) du portefeuille. Or, ces ventes additionnelles concernent des investissements existants dont la rentabilité a déjà été évaluée par le passé.

[59] La Régie conclut que les ventes additionnelles découlant des ajouts de charge ne font qu'accroître la rentabilité de l'investissement initial. Considérant que ces ventes sur des investissements existants n'augmentent pas le risque du portefeuille, la Régie juge que leur suivi sur le court et moyen terme n'est pas requis.

[60] D'ailleurs, la Régie constate que l'IP global du plan de développement 2023-2024 passe de 2,04, en incluant les ventes sans raccordement, à 1,33 selon le plan proposé²⁶. Cette baisse de profitabilité signifie qu'en retirant les projets d'investissement des ajouts de charge, la rentabilité du portefeuille décroît et se rapproche très près du seuil minimal

²⁵ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 80, par. 338 et 339.

²⁶ Pièce [B-0082](#), p. 1 et 10.

de rentabilité globale du portefeuille de projets d'extension de réseau inférieurs au seuil fixé par la Régie, soit un IP de 1,3²⁷.

[61] En retirant les ventes sans raccordement du plan de développement, la Régie sera en mesure de mieux apprécier le rendement réel des investissements liés aux nouvelles ventes. Ce qui ne fait que soutenir la thèse que le risque réside dans les nouvelles ventes exigeant de nouveaux investissements. De plus, Énergir a confirmé, en réponse à une DDR de la Régie, que la rentabilité globale du portefeuille de projets d'extension de réseau inférieurs au seuil respecterait le même seuil de 1,3, et ce malgré le retrait des ventes additionnelles découlant des ajouts de charge²⁸.

[62] Par ailleurs, bien que les ventes retirées (ventes sur les raccordements existants) représentent un pourcentage élevé du nombre des clients (40 %), la Régie retient que le retrait de ces ventes représente seulement 6 % des investissements totaux (2,7 M\$) du plan de développement du rapport annuel en 2021. Toutefois, elles ont un impact important sur l'IP global du portefeuille.

[63] Par ailleurs, étant donné qu'Énergir est dans une période de transition énergétique importante, la Régie juge important de suivre les investissements ayant la plus grande possibilité d'impact sur le rendement et la croissance future de l'entreprise. Ainsi, malgré l'intérêt d'avoir une vue d'ensemble la plus précise possible du développement du réseau et de la croissance de l'entreprise, la Régie considère pertinent de concentrer ses efforts, et ceux d'Énergir, sur les investissements ayant un plus grand risque.

[64] En conséquence, la Régie approuve le retrait des ventes sans raccordement des plans de développement et des suivis afférents, tel que proposé par Énergir, et ce, aux fins d'une application à compter du rapport annuel 2022-2023.

²⁷ Dossier R-3867-2013 Phase 3, décision [D-2018-080](#), p. 80, par. 336.

²⁸ Pièce [B-0205](#), p. 6, question 4.1.

5. MODIFICATION AUX PIÈCES DU DOSSIER TARIFAIRE

5.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[65] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver, à compter du prochain dossier tarifaire, le retrait de la pièce Énergir-P, Document 1, portant sur les indices de qualité de service et les conditions d'accès à la bonification d'Énergir au rapport annuel, déposée comme pièce B-0122 au présent dossier²⁹.

[66] Au soutien de sa proposition d'allègement, Énergir explique qu'au cours des dossiers antérieurs, le dépôt de cette pièce permettait de refléter les modifications découlant des décisions de la Régie en vue du calcul de la moyenne globale des indices de qualité de service au rapport annuel. Étant donné que les indices de qualité de service actuels et les paramètres applicables au calcul annuel ne changeront pas tant que des modifications ne seront pas proposées et approuvées, Énergir est d'avis que le dépôt de cette pièce à chaque dossier tarifaire n'est plus nécessaire.

[67] Questionnée à cet égard, Énergir précise que sa demande ne porte que sur la pièce du dossier tarifaire et que la pièce détaillant les résultats annuels des indices de qualité de service déposés continuera à être déposée dans le cadre du rapport annuel³⁰.

5.2 POSITION DES INTERVENANTS

[68] Le RTIEÉ recommande à la Régie le maintien du dépôt de cette pièce afin que l'information demeure aisément accessible, plutôt que de contraindre la recherche d'informations dans plusieurs dossiers antérieurs. De plus, l'intervenant soumet qu'Énergir ne subit aucun préjudice à déposer cette pièce dans chaque dossier tarifaire.

²⁹ Pièces [B-0078](#), p. 4, et [B-0122](#). Énergir réfère également au dossier R-4209-2022, pièce [B-0035](#).

³⁰ Pièce [B-0212](#), p. 15, réponse à la question 4.7.1.

5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[69] La Régie note que les renseignements présentés à la pièce B-0122 reflètent ses décisions antérieures, la dernière étant la décision D-2022-123³¹. Ces paramètres étant maintenant fixés jusqu'à ce que de nouvelles modifications soient proposées le cas échéant, la Régie est d'avis, à l'instar d'Énergir, que le dépôt de ces renseignements à chaque dossier tarifaire n'est plus nécessaire.

[70] En conséquence, la Régie approuve la proposition d'Énergir de ne plus déposer la pièce Énergir-P, Document 1, à compter du prochain dossier tarifaire.

[71] De plus, afin de faciliter la recherche d'informations au rapport annuel, la Régie demande à Énergir d'ajouter, dans la pièce détaillant les résultats annuels des indices de qualité de service, une référence relative à la pièce du dossier tarifaire présentant les paramètres applicables et les conditions d'accès au partage des trop-perçus en distribution.

6. CLIENTÈLE INTERRUPTIBLE CONSIDÉRÉE INCAPABLE DE S'INTERROMPRE

6.1 PROPOSITION D'ÉNERGIR

[72] Sur la base de la réalité vécue lors de l'hiver 2022-2023, de celle anticipée en vue de l'hiver 2023-2024 à l'effet que le marché sera encore très limité, ainsi que des informations recueillies auprès d'une partie de sa clientèle interruptible au tarif D₅ au cours des dernières semaines, Énergir demande à la Régie d'approuver, d'une part, l'inclusion d'outils d'approvisionnement additionnels de 570 10³m³/jour dans la demande du service continu du scénario de base du plan d'approvisionnement gazier 2023-2024 et, d'autre part, l'ajout de l'article 14.4.2.7 aux CST³².

³¹ Dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 101.

³² Pièces [B-0283](#), p. 3, et [B-0298](#), p. 1.

[73] Énergir soumet que le premier volet se veut une mesure visant à assurer la sécurité d’approvisionnement de la clientèle, alors que le second cherche plutôt à ce que l’ajout de ces capacités se fasse de la manière la plus équitable possible entre les clients, d’un point de vue tant tarifaire que commercial.

6.1.1 SÉCURITÉ D’APPROVISIONNEMENT POUR L’ANNÉE 2023-2024

[74] Considérant que certains clients ne sont pas en mesure de s’interrompre et que l’offre des outils est très limitée sur le marché, Énergir soumet qu’elle se doit de poser des actions immédiatement, afin d’assurer la sécurité d’approvisionnement de sa clientèle en vue de l’hiver 2023-2024³³.

[75] En effet, Énergir a constaté lors de l’hiver 2022-2023 que, malgré l’application des nouvelles modalités des retraits interdits lors d’interruption, plusieurs clients interruptibles ont tout de même consommé du gaz naturel en journée de pointe. Étant donné que les nouvelles modalités pour les retraits interdits sont très dissuasives, Énergir estime que la majorité des consommations en retraits interdits lors de cette journée de pointe était issue de clients qui ne peuvent pas réellement s’interrompre et qui n’ont pas trouvé de gaz d’appoint pour éviter une interruption (GAI) pour cette journée³⁴.

[76] Énergir précise que les retraits interdits lors de cette journée de pointe ont représenté environ 25 % du volume interruptible. Puisque que ces retraits interdits ne sont constatés qu’au cours de la journée froide, Énergir ne peut les compenser par des achats sur le marché³⁵. Ce déficit d’approvisionnement a entraîné une pression très basse en amont, soit au niveau du réseau qui alimente les réseaux d’alimentation et distribution d’Énergir³⁶.

[77] Comme Énergir peut interdire le GAI en journée de pointe³⁷, elle estime que l’exclusion de ces clients du calcul de la demande continue met à risque la sécurité d’approvisionnement. Ainsi, Énergir a inclus les clients qu’elle a estimé incapables de s’interrompre, en se basant sur les retraits interdits effectués lors de la journée de pointe de

³³ Pièce [B-0173](#), p. 9, réponse à la question 1.6.

³⁴ Pièce [B-0259](#), p. 21, référant au dossier R-4177-2022 Phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 141, par. 600.

³⁵ Pièces [B-0283](#), p. 3, et [A-0070](#), p. 103.

³⁶ Pièce [A-0070](#), p. 148.

³⁷ Pièce [B-0163](#), p. 46. Selon l’article 11.3.3.3 des CST, les livraisons en service de gaz d’appoint ne peuvent avoir lieu que s’il est rentable et opérationnellement possible pour le Distributeur de les fournir ou de les accepter.

l'hiver 2022-2023, dans la demande du service continu dans le scénario de base du plan d'approvisionnement 2024-2027. Ceci permet d'assurer que leur consommation soit couverte lors d'une journée de pointe éventuelle.

[78] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir précise que 22 clients interruptibles représentant des volumes de 83,7 Mm³ ont été inclus dans la prévision de la demande du service continu pour l'année 2023-2024. L'ajout de ce volume interruptible au service continu a pour impact d'augmenter la demande en journée de pointe de 570 10³m³/jour³⁸.

[79] Une consultation de ces 22 clients menée après le dépôt du présent dossier, a permis à Énergir de confirmer le statut de certains clients comme ne pouvant s'interrompre. Selon Énergir, une majorité de ces clients peut s'interrompre mais a rencontré des problèmes ponctuels ou circonstanciels lors de la journée froide. Un seul client a fait des retraits interdits pour des raisons économiques. Selon le contexte gazier actuel, Énergir prévoit aussi pour l'hiver prochain que des clients pourraient ne pas avoir la capacité réelle de s'interrompre, de même que d'autres clients qui font face à des problèmes ponctuels ne pourraient pas avoir recours à du GAI³⁹.

6.1.2 AJOUT DE L'ARTICLE 14.4.2.7 AUX CST

[80] Afin d'appliquer un traitement particulier pour certains clients du tarif D₅ qui ne sont pas en mesure de s'interrompre, Énergir demande à la Régie d'approuver l'ajout de l'article suivant aux CST :

« 14.4.2.7 Clients réputés incapables de s'interrompre.

Le distributeur n'enverra aucun avis d'interruption aux clients réputés incapables de s'interrompre au cours de l'année tarifaire.

Tout retrait de gaz naturel effectué lors des journées où le client aurait normalement été interrompu sera facturé au plus élevé du prix moyen du gaz d'appoint pour éviter une interruption ou du prix de la fourniture et du transport du distributeur.

³⁸ Pièce [B-0139](#), p. 4, réponse à la question 3.1.

³⁹ Pièce [B-0283](#), p. 3 et 4.

Les modalités prévues à l'article 14.4.6 ne s'appliquent pas aux clients visés par le présent article »⁴⁰.

[81] Questionnée sur les modalités prévues à l'article 14.4.6 des CST, Énergir précise qu'en fait, la première modalité de l'article 14.4.6 sera appliquée pour déterminer les jours où les clients « *auraient normalement été interrompus* » lors des journées où le palier-volet auquel ils sont assujettis aura été interrompu. Au cours de l'audience, Énergir confirme qu'il y a lieu de modifier le texte de l'article en conséquence⁴¹.

[82] Énergir souligne que sa proposition n'a pas d'impact sur les contrats des clients visés lesquels demeurent au tarif de distribution D₅. Cependant, comme des outils couvrant leurs besoins auront été achetés afin de maximiser les revenus de transport, ces clients ne seront pas interrompus. Toutefois, afin de ne pas les avantager lors des journées d'interruption, Énergir propose que tout retrait de gaz naturel effectué lors des journées où le client aurait normalement été interrompu soit facturé au plus élevé du prix moyen du GAI ou du prix de la fourniture et du transport du Distributeur⁴².

[83] La mesure proposée permettra donc de générer des revenus, afin de couvrir les coûts des outils exceptionnellement prévus pour desservir ces clients. Dans le cas où Énergir laisse les CST inchangées, il se pourrait que les clients ne consomment aucun volume en retraits interdits au cours de l'hiver et qu'Énergir ne récupère aucun revenu de leur part pour couvrir les outils qui auront été prévus pour eux⁴³.

[84] Énergir soumet donc que cette solution est la plus prudente et équitable à court terme, mais reconnaît cependant qu'elle déroge à l'esprit du tarif interruptible.

[85] De plus, Énergir souligne que la mesure tarifaire proposée se veut temporaire, dans l'attente d'analyses additionnelles menant le plus rapidement possible à une solution davantage pérenne au problème posé par les clients au tarif D₅ estimés incapables de s'interrompre. Cette solution tarifaire dite pérenne sera par ailleurs elle-même soumise aux décisions à être rendues par la Régie dans la phase 4 du dossier R-3867-2013, portant notamment sur la refonte du service interruptible et l'abolition du tarif D₅⁴⁴.

⁴⁰ Pièce [B-0162](#), p. 6.

⁴¹ Pièces [B-0263](#), p. 2 et 3, réponse à la question 1.2, et [A-0072](#), p. 50.

⁴² Pièce [B-0259](#), p. 21.

⁴³ Pièces [B-0208](#), p. 8, réponse à la question 1.14, et [A-0076](#), p. 277 et 278.

⁴⁴ Pièce [B-0298](#), p. 2 et 3.

[86] Le Distributeur contactera les clients qu'il considère incapables de s'interrompre pour une année tarifaire donnée au plus tard le 30 septembre de l'année tarifaire précédente. Il précise aussi qu'un seul ou certains des critères étudiés pourraient, selon la situation propre à un client donné, être suffisants pour permettre l'application de l'article 14.4.2.7 proposé⁴⁵.

[87] Énergir vise à ce que l'ajout des capacités se fasse de la manière la plus équitable possible entre les clients, tant du point de vue tarifaire que commercial. À cet égard, Énergir indique avoir regardé à haut niveau la possibilité de faire migrer vers un tarif au service continu les clients qu'elle considère incapables de s'interrompre. Cependant, cette avenue soulève plusieurs questions et enjeux qui méritent d'être réfléchis plus longuement. Énergir soumet que sa proposition est temporaire et lui permettra de réfléchir à la meilleure solution pérenne possible, ainsi qu'à la façon de l'opérationnaliser⁴⁶.

[88] Sur le plan tarifaire, Énergir explique que sa proposition lui permet d'aller chercher les revenus additionnels auprès de cette clientèle qui va bénéficier de cette capacité afin que ce soient les bons clients qui paient les coûts qui sont associés. À cet égard, en réponse à son engagement n° 3, Énergir dépose un exemple d'application de l'article 14.4.2.7 proposé, permettant d'illustrer la facturation d'un client qui serait réputé incapable de s'interrompre⁴⁷.

Critères pour qu'un client soit considéré incapable de s'interrompre

[89] En réponse à une DDR de la Régie, Énergir précise que les critères étudiés pour établir qu'un client sera réputé incapable de s'interrompre lors des journées froides sont : « *le recours au GAI lors des hivers passés, la possession et le bon fonctionnement d'appareils de redondance utilisant une autre source d'énergie que le gaz naturel, l'existence d'un plan d'action visant à l'arrêt ou à la réduction des opérations, [et] une preuve de réservation de GAI pour l'hiver à venir* »⁴⁸. Lors de l'audience, Énergir indique qu'un cinquième critère s'est ajouté, soit la durée pour laquelle un client pourrait soutenir une interruption⁴⁹.

⁴⁵ Pièce [B-0299](#), p. 1.

⁴⁶ Pièces [B-0298](#), p.1, et [A-0072](#), p. 34 et 35, référant à la pièce [B-0208](#), p. 8 et 9, réponse à la question 1.15.

⁴⁷ Pièces [B-0292](#) et [A-0076](#), p. 259, 277 et 278.

⁴⁸ Pièce [B-0263](#), p. 2, réponse à la question 1.1.

⁴⁹ Pièce [A-0070](#), p. 110 et 111.

[90] En réponse au contre-interrogatoire de l'ACIG, Énergir indique qu'elle vise à encadrer les 22 clients qui ont été ciblés et non l'ensemble de la clientèle du tarif D₅. Le Distributeur précise aussi que les résultats des analyses indiquent qu'il devrait y avoir moins de clients assujettis que les 22 identifiés initialement. Énergir concède que bien que cet article soit susceptible de s'appliquer à l'ensemble des clients au tarif D₅, elle considère que c'est peu probable et qu'elle n'entend pas effectuer d'analyse sur l'ensemble des clients au tarif D₅⁵⁰.

[91] En réponse à l'engagement n° 4, Énergir présente une formulation de l'article 14.4.2.7 qui tiendrait compte des ajouts demandés par la Régie :

« 14.4.2.7 Clients réputés incapables de s'interrompre.

Les critères liés à la capacité à s'interrompre sont notamment : le recours au gaz d'appoint pour éviter une interruption lors des hivers passés, la possession et le bon fonctionnement d'appareils de redondance utilisant une autre source d'énergie que le gaz naturel, l'existence d'un plan d'action visant l'arrêt ou la réduction des opérations, une preuve de réservation de gaz d'appoint pour éviter une interruption pour l'hiver à venir, ainsi que la durée pour laquelle un client peut soutenir une interruption.

Le distributeur n'enverra aucun avis d'interruption aux clients réputés incapables de s'interrompre au cours de l'année tarifaire.

Tout retrait de gaz naturel effectué lors des journées où le client aurait normalement été interrompu sera facturé au plus élevé du prix moyen du gaz d'appoint pour éviter une interruption ou du prix de la fourniture et du transport du distributeur.

Les modalités prévues à l'article 14.4.6, à l'exception de la modalité prévue au premier paragraphe relative à la détermination du nombre de jours où le client réputé incapable de s'interrompre aurait normalement été interrompu, ne s'appliquent pas aux clients visés par le présent article »⁵¹. [soulignés par Énergir]

[92] Lors de l'audience, en réponse à une question quant au caractère cumulatif, ou non, des critères considérés aux fins de l'application de l'article 14.4.2.7 tel que proposé, Énergir indique que lorsqu'elle procède à son analyse pour chaque client, elle évalue l'ensemble des critères⁵². À la suite de l'audience, elle précise toutefois qu'un seul ou certains de ces

⁵⁰ Pièce [A-0072](#), p. 15 et 16.

⁵¹ Pièce [B-0293](#).

⁵² Pièce [A-0076](#), p. 270.

critères pourraient, selon la situation propre à un client donné, être suffisants pour permettre l'application de l'article 14.4.2.7 des CST⁵³.

6.2 POSITION DES INTERVENANTS

6.2.1 ACIG

[93] L'ACIG est en accord avec Énergir sur le principe que des solutions doivent être déployées afin d'éviter tout impact sur l'approvisionnement. Néanmoins, l'intervenante estime qu'Énergir n'apporte aucune analyse pour soutenir sa demande de modifications aux CST liées au service interruptible. À cet égard, elle est d'avis que toute modification aux CST du service interruptible aurait un impact sur le débat à venir dans la phase 4 du dossier R-3867-2013 et irait à l'encontre de la décision D-2021-109⁵⁴. De plus, l'ACIG soumet que la proposition d'Énergir ne cadre pas avec les principes tarifaires usuels⁵⁵.

[94] Considérant cela, l'ACIG recommande le rejet de la demande d'Énergir visant l'ajout de l'article 14.4.2.7 aux CST et d'envisager d'autres solutions pour remédier à la problématique liée aux approvisionnements.

*Libellé de l'article 14.4.2.7 et sa temporalité*⁵⁶

[95] Dans son argumentation, l'intervenante souligne que l'application de l'article 14.4.2.7 proposé reposera en grande partie sur la discrétion d'Énergir. De plus, elle soumet que les modalités d'application de cet article ne sont pas entièrement portées à la connaissance de la clientèle d'Énergir par le biais du libellé de l'article lui-même. À cet égard, lors de l'audience, le Distributeur a informé la Régie et les intervenants de l'existence d'un cinquième critère, de même que d'autres critères qui pourraient s'ajouter, même dans le contexte où la solution proposée est qualifiée de temporaire par Énergir. Bien qu'Énergir ait pris conscience qu'il était pertinent de codifier les critères à l'article 14.4.2.7 dans le

⁵³ Pièce [B-0299](#).

⁵⁴ Dossier R-3867-2013 Phase 2, décision [D-2021-109](#), p. 156 à 166, section 11.13.

⁵⁵ Pièce [C-ACIG-0028](#), p. 3 à 6.

⁵⁶ Pièce [C-ACIG-0029](#), p. 2 à 10.

cadre de l'audience, l'ACIG reste préoccupée par l'imprécision découlant de l'utilisation du mot « *notamment* »⁵⁷.

[96] L'ACIG émet aussi des réserves sur cette qualification de temporaire, puisque les dispositions des CST d'Énergir s'appliquent tant qu'elles ne sont pas abrogées, remplacées ou modifiées. L'intervenante ajoute que l'article 14.4.2.7 des CST ne mentionne pas qu'il s'agit d'une solution temporaire.

[97] Dans ces circonstances, selon l'ACIG, il est impossible pour un client de connaître à l'avance l'ensemble des critères qui permettrait à Énergir de le considérer comme un client incapable de s'interrompre, la façon dont Énergir pourrait décider ou non d'appliquer ces critères à son entière discrétion et savoir s'il pourrait ou non se voir appliquer les modalités de l'article 14.4.2.7 des CST.

[98] Une fois intégré aux CST, cet article est susceptible de s'appliquer à l'ensemble des clients au tarif D₅, et non seulement aux clients réputés incapables de s'interrompre et identifiés par Énergir comme tels. L'ACIG est préoccupée par le fait que les clients qui seront réputés incapables de s'interrompre ne pourront produire une preuve afin de réfuter la détermination faite par Énergir.

[99] Ainsi, l'ACIG considère que cette manière de procéder est contraire aux principes tarifaires généralement reconnus, selon lesquels un administré assujéti à un règlement doit savoir à quoi s'en tenir avec suffisamment de précision, à défaut de quoi ledit article sera déclaré *ultra vires*.

[100] Une telle manière de procéder crée un précédent inquiétant et la prévisibilité tarifaire est un principe important pour les membres de l'ACIG qui sont soumis à une concurrence acerbe sur les marchés mondiaux.

⁵⁷ Pièce [A-0076](#), p. 116 et 117.

L'article proposé va à l'encontre de l'esprit du tarif interruptible

[101] Selon l'ACIG, l'ajout proposé aux CST va en l'encontre de l'esprit du tarif interruptible⁵⁸ tel que l'a admis Énergir dans le cadre de sa preuve et sans démonstration claire de la nécessité de cette mesure.

[102] L'intervenante soumet par ailleurs que la demande d'Énergir est aussi contraire à l'esprit du tarif interruptible, car elle ne remplit pas les deux fonctions de ce tarif, à savoir réduire les coûts d'approvisionnement en période hivernale (ce qui n'est pas à l'avantage de l'ensemble de la clientèle d'Énergir) et offrir plus de flexibilité aux clients industriels.

Suffisance de la preuve, sécurité d'approvisionnement et autres solutions

[103] L'ACIG⁵⁹ considère surprenant qu'Énergir estimait au départ qu'il n'était pas pertinent de s'attarder aux informations spécifiques des 22 clients qui n'ont pas respecté l'avis d'interruption du 3 février 2022 et qu'elle n'ait pas tenté de rencontrer ces 22 clients suivant le dépôt de sa preuve afin de comprendre leurs motifs de ne pas s'interrompre.

[104] L'ACIG est d'avis qu'avant de proposer une solution à un problème, il convient de bien comprendre les raisons sous-jacentes à ce dernier, afin d'être en mesure de trouver une solution adaptée et qui répond le mieux aux causes du problème. Pour l'ACIG, Énergir n'a pas encore complété et compilé les résultats issus de son processus d'entrevues.

[105] Selon l'ACIG, Énergir n'a fourni aucune preuve probante démontrant :

- que les quelques clients parmi les 22 clients identifiés ne seront pas en mesure de s'interrompre à l'avenir;
- que la problématique exceptionnelle survenue le 3 février 2022 est récurrente;
- le risque de récurrence des quelques clients ou de l'ensemble de ces 22 clients;
- les contraintes liées à l'accès au GAI dans les prochaines années;
- l'impact de la solution proposée sur les tarifs et sur l'optimisation des outils d'approvisionnement.

⁵⁸ Pièce [C-ACIG-0029](#), p. 10 à 12.

⁵⁹ Pièce [C-ACIG-0029](#), p. 13 à 16.

[106] L'intervenante est d'avis que la problématique de la sécurité des approvisionnements ne sera pas résolue par la proposition d'Énergir. De plus, étant donné que les clients ne peuvent pas s'interrompre, il faudrait envisager la possibilité de les faire passer au service continu. Elle souligne qu'Énergir n'achète pas d'outils pour le service interruptible, car ce service permet d'absorber les surcapacités du service continu⁶⁰.

[107] Selon l'ACIG, d'autres solutions pourraient être envisagées, comme inviter certains clients à migrer vers le service continu ou tenter de conclure une entente particulière avec un client Ventes Grandes Entreprises (VGE) du service continu afin qu'il réduise sa consommation en journée de fine pointe, comme cela a été approuvé dans la décision D-2022-131⁶¹.

6.2.2 FCEI

[108] La FCEI est préoccupée par le fait que des clients qui ne sont pas interruptibles potentiellement bénéficient d'un tarif interruptible. L'intervenante estime que cela entraîne une perte importante de revenus aux services de distribution et d'équilibrage, considérant que ces clients ne contribuent pas à assumer les coûts des besoins de la pointe qu'ils font encourir au réseau.

[109] Selon la FCEI, Énergir est dans une situation où elle ne peut refuser un client au tarif D₁ de migrer au tarif D₅. Si elle ne peut que leur appliquer l'article 14.4.2.7, ces clients vont bénéficier d'un tarif de distribution avantageux et faire des économies importantes. En cas d'interruption de leur palier tarifaire, ces clients n'auront pas de désavantage important, puisqu'ils devront simplement payer le GAI au lieu d'acheter eux-mêmes du gaz naturel traditionnel.

[110] Ainsi, la FCEI recommande à la Régie d'exiger une solution permanente dès le prochain dossier tarifaire, d'autant plus que le Distributeur semble relativement avancé dans le processus de consultation de la clientèle⁶².

⁶⁰ Pièces [C-ACIG-0028](#), p. 5, et [A-0074](#), p. 81.

⁶¹ Pièce [C-ACIG-0015](#), p. 22, référant au dossier R-4177-2021 Phase 2, décision [D-2022-131](#), p. 8.

⁶² Pièces [C-FCEI-0042](#), p. 9, et [A-0074](#), p. 160 à 162.

6.3 RÉPLIQUE D'ÉNERGIR AUX RECOMMANDATIONS DE L'ACIG

[111] Dans sa réplique⁶³, Énergir mentionne que l'ACIG investit temps, argent et ressources à s'opposer à l'ajout de l'article 14.4.2.7 des CST, alors que selon la preuve examinée, aucun de ses membres n'est visé par cet article. L'intervenante s'appuie sur des questions de principe pour justifier sa recommandation de rejeter l'article proposé. Énergir soumet qu'il s'agit avant tout d'une mesure de sécurité d'approvisionnement et d'équité tarifaire. Il s'agit d'une solution temporaire, considérant le fait qu'il reste plusieurs éléments à analyser d'un point de vue commerciale, notamment quant à la possibilité de forcer des clients interruptibles à migrer vers le service continu.

[112] En ce qui a trait au libellé de l'article formulé en réponse à l'engagement n° 4, Énergir précise que le terme « *notamment* » n'est pas absolument nécessaire en vue de l'hiver 2023-2024. Bien qu'Énergir préfère le garder pour avoir une certaine latitude aux fins de l'analyse de la solution pérenne, il est possible de le retirer si cela devenait un enjeu. De plus, si pour une raison ou une autre les termes « *réputé* » ou « *présumé* » peuvent poser certaines difficultés d'interprétation, celle-ci soumet que le terme « *considéré* » serait un synonyme approprié.

6.4 OPINION DE LA RÉGIE

[113] La Régie retient que la proposition d'Énergir vise deux objectifs, soit la sécurité d'approvisionnement et l'équité, tant du point de vue tarifaire que commercial.

[114] Considérant que certains clients du tarif D₅ ne sont pas en mesure de s'interrompre et qu'Énergir anticipe un marché encore très serré pour l'hiver 2023-2024, ayant pour conséquence moins de disponibilité pour du GAI, la Régie est d'avis qu'il est important que des actions soient prises dans l'immédiat, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en vue de l'hiver 2023-2024. La Régie ne partage pas la position de l'ACIG relatée au paragraphe 105 de la présente décision quant à l'absence de preuve probante à cet effet.

[115] La Régie juge que la proposition d'Énergir est équitable, tant du point de vue tarifaire que commercial. La Régie retient des explications du Distributeur qu'il s'agit d'une solution temporaire et que celui-ci entend déposer les éléments d'une solution davantage

⁶³ Pièce [A-0076](#), p. 257 à 268.

pérenne le plus rapidement possible, idéalement dans le cadre du prochain dossier tarifaire prévu au printemps 2024⁶⁴.

[116] De plus, la Régie constate que la solution tarifaire proposée au présent dossier sera soumise aux décisions à être rendues dans la phase 4 du dossier R-3867-2013, portant notamment sur la refonte du service interruptible et l'abolition du tarif D₅.

[117] Considérant l'importance d'assurer la prévisibilité tarifaire pour la clientèle visée par l'article 14.4.2.7 des CST, ainsi que les précisions apportées par Énergir dans sa réplique, la Régie retient le libellé de l'article 14.4.2.7 présenté en réponse à l'engagement n° 4 et au paragraphe 74 de la présente décision, en remplaçant le mot « réputés » par « considérés » dans le titre de l'article ainsi que dans son texte et en retirant le mot « notamment ».

[118] Conséquemment, la Régie approuve l'ajout de l'article 14.4.2.7 aux CST tel que formulé à la pièce B-0293 et relaté au paragraphe 91 de la présente décision, en remplaçant toutefois le mot « réputés » par « considérés » dans le titre de l'article ainsi que dans son texte, ainsi qu'en retirant le mot « notamment », et fixe son entrée en vigueur à compter de la présente décision.

[119] La Régie approuve également l'inclusion d'outils d'approvisionnement additionnels de 570 10³m³/jour dans la demande du service continu du scénario de base du plan d'approvisionnement gazier 2023-2024.

[120] Par ailleurs, la Régie juge important de souligner que, contrairement à la prétention de l'ACIG, l'ajout de l'article 14.4.2.7 aux CST ne va pas à l'encontre de sa décision D-2021-109. À cet égard, la Régie rappelle qu'elle a reconnu l'offre interruptible au service d'équilibrage. Ainsi, au terme de la phase 4 du dossier R-3867-2013, les clients interruptibles ne seront plus au tarif D₅ comme on le connaît actuellement, puisque ce tarif est au service de distribution. Dans le cadre de cette phase 4, les modalités pour les options interruptibles reconnues par la Régie seront examinées, de même que la flexibilité opérationnelle pour les clients interruptibles.

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

⁶⁴ Pièce [A-0076](#), p. 16.

La Régie de l'énergie :

APPROUVE partiellement les modifications proposées aux suivis des projets d'investissement déposés au rapport annuel, aux fins d'une application à compter du rapport annuel 2022-2023;

APPROUVE le retrait des ventes sans raccordement des plans de développement et des suivis afférents, tel que proposé par Énergir, aux fins d'une application à compter du rapport annuel 2022-2023;

APPROUVE l'inclusion d'outils d'approvisionnement additionnels de $570 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ dans la demande du service continu du scénario de base du plan d'approvisionnement gazier 2023-2024;

APPROUVE l'article 14.4.2.7 des CST, tel que formulé à la pièce B-0293, sous réserve des modifications y étant apportées à la section 6.4 de la présente décision et **FIXE** son entrée en vigueur à compter de la présente décision.

ORDONNE à Énergir de se conformer à l'ensemble des éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Esther Falardeau

Régisseur

Louise Rozon

Régisseur

Simon Turmel

Régisseur