

RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 CONFIDENTIELLE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'EXAMEN DU RAPPORT ANNUEL D'ÉNERGIR POUR L'EXERCICE FINANCIER TERMINÉ LE
30 SEPTEMBRE 2023

RETRAITS INTERDITS

1. Références :
- (i) Pièce [B-0082](#), p. 5;
 - (ii) Pièce [B-0082](#), Annexe 1;
 - (iii) Pièce [B-0051](#), p. 1, l. 14 à 23;
 - (iv) [Conditions de service et Tarif](#) en vigueur le 1^{er} décembre 2022, p. 63.

Préambule :

(i) « Énergir demande à la Régie de prendre acte du suivi de la décision D-2020-097 portant sur la saturation des régions de la Montérégie, de l'Estrie Sabrevois/Courval et de l'Estrie Waterloo/Windsor et de l'autoriser à y mettre fin ».

(ii) L'annexe 1 de la pièce B-0082 présente, pour 2022-2023, les informations sur les volumes interrompus et les retraits interdits par les clients avec et sans contrats GAI (gaz d'appoint pour éviter une interruption).

(iii) La page 1 de la pièce B-0051 contient un tableau intitulé « Analyse comparative du nombre moyen de clients, des volumes normalisés et des revenus de distribution ». Les lignes 14 à 23 de ce tableau concernent les données prévues et réelles relatives au service interruptible des volets 1A et 1B.

(iv) « 14.4.2.6 Retraits interdits lors d'interruption

Tout retrait de gaz naturel effectué malgré la réception d'un avis d'interruption est assujéti à une pénalité de 5,00 \$/m³.

Si le client a un contrat en service à débit stable, il paiera cette pénalité sur les volumes excédant le volume souscrit.

Les volumes quotidiens de gaz naturel retirés en vertu de contrats de « gaz d'appoint pour éviter une interruption » ou « gaz d'appoint concurrence », jusqu'à concurrence de 102 % de la livraison réelle de gaz d'appoint au cours de la journée d'interruption ne sont pas assujéti à la pénalité de 5,00 \$/m³. Les modalités relatives au service de fourniture sont établies en fonction de l'article 11.2.3.3.1 ».

Demandes :

- 1.1 Sous le scénario dans lequel la Régie autorisait Énergir à mettre fin au suivi de la décision D-2020-097 portant sur la saturation des régions de la Montérégie, de l'Estrie Sabrevois/Courval et de l'Estrie Waterloo/Windsor, veuillez expliquer les avantages et les inconvénients de présenter les renseignements de la référence (ii) dans le tableau de la référence (iii).

Réponse :

L'avantage de présenter les renseignements de la référence (ii) est la conservation d'une vue d'ensemble sur les interruptions et les retraits interdits. Il n'y a pas d'inconvénients.

- 1.2 Veuillez confirmer que les pénalités prévues à la référence (iv) ont été facturées aux clients qui ont effectués les retraits interdits présentés à la référence (ii).

Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 1.3 Veuillez confirmer que les pénalités facturées aux clients qui ont effectués les retraits interdits présentés à la référence (ii) se trouvent aux lignes 15 à 19 (revenus des tarifs D₅) de la colonne 8 de la référence (iii).

Réponse :

Dans la décision D-2021-109, paragraphe 690, la Régie approuve la proposition d'Énergir visant à reconnaître l'offre interruptible uniquement au service d'équilibrage et approuve également, au paragraphe 718, la fonctionnalisation des revenus pour les retraits interdits au service d'équilibrage.

Ainsi, les revenus de pénalités facturés aux clients qui ont effectué des retraits interdits ne sont plus fonctionnalisés au service de distribution, mais plutôt au service de l'équilibrage. De ce fait, les revenus présentés à la référence (ii) se retrouvent à la ligne 23, colonne 5 de la page 2 de la référence (iii).

- 1.3.1 Dans l'affirmative, veuillez déposer une version révisée de la pièce B-0051 dans laquelle les pénalités facturées aux clients qui ont effectués les retraits interdits présentés à la référence (ii) seraient présentées à la ligne 22 (Retraits interdits) au lieu d'être intégrés aux revenus des tarifs D₅.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.3.

- 1.3.2 Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.3.

SOMMAIRE DES TROP-PERÇUS /MANQUES À GAGNER RELATIFS AUX PROJETS D'INJECTION DE GNR POUR L'EXERCICE CLOS LE 30 SEPTEMBRE 2023

- 2. Références :**
- (i) Dossier R-4177-2021 phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 122;
 - (ii) Dossier R-4177-2021 phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 131;
 - (iii) Dossier R-4177-2021 phase 2, décision [D-2022-123](#), p. 134;
 - (iv) Dossier R-4177-2021 phase 2, pièce [B-0271](#), p. 33 à 40;
 - (v) Dossier R-4177-2021 phase 2, décision [D-2022-136](#), p. 34;
 - (vi) Pièce [B-0148](#), p. 2.

Préambule :

(i) La Régie, au paragraphe 498 de la décision D-2022-123 (dossier R-4177-2021 phase 2), approuve notamment les taux du tarif de réception tels que proposés par Énergir pour l'année tarifaire 2022-2023. Ces taux sont reproduits au tableau 27 de cette décision :

«

TABLEAU 27
TAUX AUX POINTS DE RÉCEPTION 2022-2023

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

CMC : capacité maximale contractuelle.
Source : Pièces [B-0129](#) et [B-0226](#).

»

(ii) « [546] En conséquence, la Régie autorise Énergir à intégrer à son coût de service en distribution les coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations d'un producteur de GNR visant à remplacer ou à mettre à niveau les équipements en place ».

(iii) « [561] Conséquemment, la Régie autorise les modifications proposées par Énergir au taux – Volet Distribution du tarif de réception, à compter de l'année tarifaire 2022-2023, telles que présentées en exemples aux tableaux 3 et 4 de la pièce B-0133 ». [référence omise]

(iv) Le 15 novembre 2022, Énergir dépose la pièce B-0271 (version révisée de la pièce B-0265) en suivi de la décision D-2022-123 (dossier R-4177-2021 phase 2). Les pages 33 à 40 de cette pièce contiennent les taux aux points de réception pour l'année 2022-2023, lesquels ont été approuvés par la décision D-2022-136 (référence (v)).

(v) La Régie, par sa décision D-2022-136 (dossier R-4177-2021 phase 2), « *APPROUVE les grilles tarifaires de l'année 2022-2023, telles que présentées par le Distributeur dans la pièce B-0271 et fixe leur entrée en vigueur au 1^{er} octobre 2022;* »

(vi) Au présent dossier, Énergir rapporte un trop-perçu de 4 000 \$ relatif au projet d'injection de GNR « CTBM » pour l'exercice clos le 30 septembre 2023. Énergir explique ce trop-perçu de la façon suivante :

«

N° de ligne	Revenus du tarif de réception	Cause tarifaire 2022-2023					Réel 2022-2023				
		Nombre de jours	Taux (¢/m³)	CMC (10³m³)	Volume projeté (10³m³)	Revenus projetés (000\$)	Taux 01/10 au 30/11 (61 jours) (¢/m³)	Taux 01/12 au 30/09 (304 jours) (¢/m³)	Volume réel (10³m³)	Revenus réels (000\$)	Additions au CFR en 2023 (000\$)
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
Portion fixe											
1	Taux OMQ - Investissement (¢/m³/jour)	365	1,049	16		60 \$	1,103	1,049		60 \$	1 \$
2	Taux OMQ - Distribution (¢/m³/jour)	365	2,661	16		152 \$	3,075	2,661		155 \$	4 \$
Portion variable ⁽¹⁾											
3	Taux unitaire au volume injecté (¢/m³)		0,160		2 100	3 \$	0,160	0,160	1 709	3 \$	- \$
4	Revenu total (l. 1 + l. 2 + l. 3)					215 \$				218 \$	4 \$

(1)

La portion variable ne génère pas de TP/MAG puisque l'écart de revenus est équivalent à la variation entre les coûts projetés et les coûts réels.

»

Demandes :

2.1 En se référant à (i) et (iv), la Régie prépare le tableau suivant afin de comparer les taux aux points de réception approuvés par les décisions D-2022-123 et D-2022-136 :

Tableau 1 : Taux 2022-2023 par point de réception (dossier R-4177-2021 phase 2)

	CMC	Volet Investissement		Volet Distribution	
	10³m³	k\$	¢/m³/jour	k\$	¢/m³/jour
Selon pièce B-0226 (taux approuvés par la décision D-2022-123, p. 122)					
Saint-Hyacinthe	64,0	20,5	0,088	92,2	0,395
Coop Agri-Énergie Warwick	13,0	0,0	0,000	43,8	0,951
ADM Agri-Industries Company	18,0	42,2	0,641	84,4	1,281
CTBM	15,6	62,8	1,103	175,1	3,075
Selon pièce B-0271 (suivi de la décision D-2022-123, approuvés par la décision D-2022-136)					
Saint-Hyacinthe	64,0	17,3	0,074	92,2	0,395
Coop Agri-Énergie Warwick	13,0	0,0	0,000	43,8	0,951
ADM Agri-Industries Company	18,0	40,2	0,610	84,4	1,281
CTBM	16	59,5	1,049	151,5	2,661

Dans ce tableau, les cases ombragées servent à identifier les changements entre les taux approuvés par la décision D-2022-136 et ceux approuvés par la décision D-2022-123.

2.1.1 Veuillez valider les données du tableau 1. Au besoin, veuillez expliquer et corriger les erreurs.

Réponse :

Énergir le valide.

2.1.2 Veuillez confirmer que le changement du taux de réception pour le volet « Distribution » du projet CTBM découle de la référence (iii).

Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

Énergir le confirme.

2.1.3 Veuillez confirmer que les changements aux taux de réception pour le volet « Investissement » des projets « Saint-Hyacinthe », « ADM Agri-Industries Company » et « CTBM » découlent de la référence (ii).

Dans l'affirmative, veuillez expliquer comment ces taux modifiés ont été déterminés en fournissant le détail des calculs ainsi que les références permettant d'identifier la source des données de ces calculs.

Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

Les changements aux taux de réception pour le volet investissement pour ces trois projets ne découlent pas de la référence (ii) mais plutôt des décisions D-2022-119, paragraphe 19 et D-2022-136, paragraphe 108 sur les paramètres au taux de rendement sur les capitaux propres et la structure du capital d'Énergir.

- 2.1.4 Veuillez confirmer que la CMC (capacité maximale contractuelle) relative au projet CTBM demeure à $15,6 \times 10^3 \text{m}^3$, contrairement à la valeur de $16 \times 10^3 \text{m}^3$ affichée à la pièce B-0271.

Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

Énergir le confirme. La valeur de $16 \times 10^3 \text{m}^3$ affichée à la pièce B-0271, Énergir-G, Document 5, est due à l'arrondi à l'unité de $15,6 \times 10^3 \text{m}^3$.

- 2.2 En vous référant à (vi), veuillez confirmer que le trop-perçu de 4 000 \$ pour le projet CTBM s'explique uniquement par l'application par Énergir du taux pour le volet « Distribution » approuvé par la décision D-2022-136 (références (iv) et (v)) à compter du 1^{er} décembre 2022.

Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

Énergir le confirme.

COÛTS D'INVESTISSEMENTS RÉALISÉS APRÈS LA MISE EN SERVICE DES INSTALLATIONS DES PRODUCTEURS DE GSR EN FONCTION VISANT À REMPLACER OU À METTRE À NIVEAU LES ÉQUIPEMENTS EN PLACE POUR L'ANNÉE 2022-2023

- 3. Références :** (i) Pièce [B-0064](#), p. 2;
(ii) Dossier R-4236-2023, décision [D-2023-125](#).

Préambule :

(i) Le tableau de la pièce B-0064 présente les coûts d'investissements réalisés après la mise en service des installations des producteurs de GSR en fonction visant à remplacer ou à mettre à niveau les équipements en place pour l'année 2022-2023 :

«

Producteur	Projet	Type d'amélioration / Poste d'injection GSR	Réel (\$) au 30 sept. 2023
ADM Agri-Industries Company	GSR Candiac	Abandon / reconstruction du bassin d'odorant	23 904
		Abandon / reconstruction du dosaodor	44 254
		Installation de rampes et d'une dalle de béton	9 153
Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie (« CTBM »)	GSR St-Pie	Abandon / reconstruction du dosaodor	81 252
		Installation de rampes et d'une dalle de béton	30 949
Total des investissements			189 513

Note : L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des totaux.

»

(ii) Par sa décision D-2023-125, la Régie autorise Énergir à réaliser un projet d'investissement visant la construction et la mise en opération d'actifs pour le bouclage de réseaux afin d'augmenter la capacité d'injection de GSR provenant du Centre de traitement de la biomasse de la Montérégie (le Projet).

Demands :

- 3.1 Pour chacun des projets « GSR Candiac » et « GSR St-Pie », veuillez expliquer les problématiques qui ont données lieu à chacune des améliorations décrites en (i).

Réponse :

Le projet d'abandon et reconstruction du bassin d'odorant au poste d'injection de Candiac a dû être réalisé pour des enjeux de santé et sécurité au travail. Des modifications au bassin de captation en cas de déversement d'odorant ont été requises.

Pour stabiliser le taux d'injection d'odorant et faire le suivi du dosage d'injection pour la sécurité du public, les projets d'abandon et reconstruction du dosador aux postes d'injection GSR de Candiac et de St-Pie ont été requis. De plus, étant donné la configuration du réseau, l'installation d'un équipement technologique appelé odortracker a également été requis au poste d'injection de St-Pie.

Finalement, en raison d'enjeux de santé et sécurité et d'ergonomie du travail dans les postes d'injection de Candiac et St-Pie, une rampe en béton a dû être ajoutée pour monter les bouteilles de gaz de calibration dans le poste d'injection et une cage d'entreposage de bouteilles sur dalle de béton a dû être construite.

- 3.2 Veuillez expliquer les motifs pour lesquels les travaux relatés à la référence (i) relatives au projet « GSR St-Pie » n'ont pas été inclus dans le cadre du projet d'investissement approuvé par la Régie par sa décision D-2023-125 (référence (ii)). Veuillez élaborer.

Réponse :

Les travaux relatés à la référence (i) relatifs au poste « GSR St-Pie » concernent les équipements dans le poste d'injection alors que la décision D-2023-125 est en lien avec le réseau hydraulique et ne concerne pas les équipements du poste d'injection. Pour cette raison, les travaux relatés à la référence (i) n'ont pas été inclus dans le cadre du projet d'investissement approuvé par la Régie par sa décision D-2023-125 (référence (ii)).

SOMMAIRE DES DONNÉES PERTINENTES SE RATTACHANT AU GSR

4. Références : (i) Pièce [B-0061](#), tableau 1;
(ii) Pièce [B-0063](#), p. 3.

Préambule :

(i) «

Tableau 1
Sommaire du GSR 2022-2023

Obligation réglementaire	Volumes (10 ³ m ³) ¹	
Volumes de base	5 995 734	
% règlement	1 %	
Volumes exigibles	59 957	
Approvisionnement	Nombre de contrats	Volumes (10 ³ m ³)
Achat direct territoire	-	-
Achat direct hors territoire	-	-
Gaz de réseau GSR en territoire	6	13 070
Gaz de réseau GSR hors territoire	3	<u>49 347</u>
Total	9	62 417
Livraisons de GNR	Nombre d'installations	Volumes (10 ³ m ³)
Achat direct	-	-
Gaz de réseau GSR	1 442	39 729
Socialisation du GSR	-	18 746
Autoconsommation de GSR par Énergir	39	1 482
Livraison aux points d'interconnexion	-	-
Total	1 481	59 957
Volumes livrés - Volumes exigibles	-	
Inventaire de GSR	Volumes (10 ³ m ³)	
Inventaire au 30 septembre 2022	14 797	
Achats	62 417	
Ventes, autoconsommation et socialisation de GSR	<u>(59 957)</u>	
Inventaire au 30 septembre 2023	17 257	

¹ Le calcul de l'obligation réglementaire est présenté à la page 1 de la pièce B-0047, Énergir-H, Document 6 du dossier R-4177-2021.

»

(ii) « Pour l'année 2022-2023, 103 clients se sont prévalus de la combinaison de service. Cela représente 10,37 Mm³, soit 25 % des volumes de GSR livrés pour consommation volontaire cette même année ». [nous soulignons]

Demandes :

- 4.1 En vous référant à (i), veuillez indiquer si la consommation volontaire se chiffrant à $41\,211\,10^3\text{m}^3$ (somme des valeurs rehaussées en jaune, soit $39\,729\,10^3\text{m}^3 + 1\,482\,10^3\text{m}^3$) inclut ou exclut le volume de $10,37\,\text{Mm}^3$ de GSR rapporté en (ii).

Réponse :

Pour l'année 2022-2023, la consommation de « Gaz de réseau GSR » de $39\,729\,10^3\text{m}^3$ inclut le volume de $10,37\,\text{Mm}^3$ de GSR rapporté à la référence (ii).

- 4.2 Si le volume de $10,37\,\text{Mm}^3$ de GSR rapporté en (ii) est inclus dans la consommation volontaire de $41\,211\,10^3\text{m}^3$ (somme des valeurs rehaussées en jaune de la référence (i)), veuillez déposer le tableau de la référence (i) avec des lignes additionnelles afin de présenter les volumes de GSR consommés par les clients en combinaison de service.

Réponse :

Énergir reproduit le tableau de la référence (i) avec les lignes additionnelles présentant les volumes de GSR consommés par les clients en combinaison de service.

Tableau Q-4.2
Sommaire du GSR 2022-2023

Obligation réglementaire	Volumes (10 ³ m ³) ¹	
Volumes de base	5 995 734	
% règlement	1 %	
Volumes exigibles	59 957	
Approvisionnement	Nombre de contrats	Volumes (10 ³ m ³)
Achat direct territoire	-	-
Achat direct hors territoire	-	-
Gaz de réseau GSR en territoire	6	13 070
Gaz de réseau GSR hors territoire	3	<u>49 347</u>
Total	9	62 417
Livraisons de GNR	Nombre d'installations	Volumes (10 ³ m ³)
Achat direct	-	-
Combinaison de service achat-direct – fourniture GSR	103	10 370
Gaz de réseau GSR	1 339	29 359
Socialisation du GSR	-	18 746
Autoconsommation de GSR par Énergir	39	1 482
Livraison aux points d'interconnexion	-	-
Total	1 481	59 957
Volumes livrés - Volumes exigibles	-	
Inventaire de GSR	Volumes (10 ³ m ³)	
Inventaire au 30 septembre 2022	14 797	
Achats	62 417	
Ventes, autoconsommation et socialisation de GSR	<u>(59 957)</u>	
Inventaire au 30 septembre 2023	17 257	

¹ Le calcul de l'obligation réglementaire est présenté à la page 1 de la pièce B-0047, Énergir-H, Document 6 du dossier R-4177-2021.

4.2.2 Veuillez commenter la possibilité de cesser le dépôt de la référence (ii) à titre de suivi de la décision D-2021-158 (par. 305) mais d'inclure pour les prochains rapports annuels le tableau tel que demandé ci-dessus.

Réponse :

Énergir juge la proposition de la Régie tout à fait adéquate.

4.3 Si le volume de 10,37 Mm³ de GSR rapporté en (ii) n'est pas inclus dans la consommation volontaire de 41 211 10³m³ (somme des valeurs rehaussées en jaune de la référence (i)), veuillez confirmer que la consommation volontaire totale de GSR en 2022-2023 a été de 51,58 Mm³.

Dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1.

UTILISATION QUOTIDIENNE DE L'USINE LSR

La Régie, dans sa décision D-2015-012, demandait au Distributeur de maintenir une gestion optimale de l'usine LSR pour la clientèle de l'activité réglementée et s'assurer que cette clientèle dispose d'une pleine réserve de GNL au 1^{er} décembre de chaque année.

À cet égard, elle lui demandait de présenter, dans les prochains dossiers d'examen du rapport annuel, un suivi de l'utilisation quotidienne de l'usine LSR.

Nous constatons que la réserve de GNL au 1^{er} décembre 2022 est la plus faible enregistrée depuis 2018 :

Inventaire au 1^{er} décembre de chaque année (10³ m³)

2018	49 469	Dossier R-4114-2019, pièce B-0050
2019	49 699	Dossier R-4136-2020, pièce B-0054
2020	52 328	Dossier R-4175-2021, pièce B-0058
2021	49 461	Dossier R-4209-2022, pièce B-0060
2022	45 278	Dossier R-4242-2022, pièce B-0057

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0057](#);
 - (ii) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0060](#);
 - (iii) Dossier R-4175-2021, pièce [B-0058](#);
 - (iv) Dossier R-4136-2020, pièce [B-0054](#);
 - (v) Dossier R-4114-2019, pièce [B-0050](#);
 - (vi) Dossier R-3879-2014 Phase 2, décision [D-2015-012](#), p. 12.

Préambule :

- (i) Utilisation quotidienne de l'usine LSR pour la période du 1^{er} octobre 2018 au 30 septembre 2019.

- (ii) Utilisation quotidienne de l'usine LSR pour la période du 1^{er} octobre 2019 au 30 septembre 2020.
- (iii) Utilisation quotidienne de l'usine LSR pour la période du 1^{er} octobre 2020 au 30 septembre 2021.
- (iv) Utilisation quotidienne de l'usine LSR pour la période du 1^{er} octobre 2021 au 30 septembre 2022.
- (v) Utilisation quotidienne de l'usine LSR pour la période du 1^{er} octobre 2022 au 30 septembre 2023.
- (vi) « [33] Gaz Métro devra maintenir une gestion optimale de l'usine LSR pour la clientèle de l'activité réglementée et s'assurer que cette clientèle dispose d'une pleine réserve de GNL au 1^{er} décembre de chaque année.
- [34] La Régie demande au Distributeur de présenter, dans les prochains dossiers d'examen du rapport annuel, un suivi de l'utilisation quotidienne de l'usine LSR ». [nous soulignons]

Demande :

- 5.1 La Régie, à l'aide des renseignements présentés aux références (i) à (v), compile la réserve de GNL au 1^{er} décembre depuis 2018 :

Réserve de GNL de la DaQ au 1^{er} décembre de chaque année (10³ m³)

2018	49 469	Dossier R-4114-2019, pièce B-0050
2019	49 699	Dossier R-4136-2020, pièce B-0054
2020	52 328	Dossier R-4175-2021, pièce B-0058
2021	49 461	Dossier R-4209-2022, pièce B-0060
2022	45 278	Dossier R-4242-2022, pièce B-0057

- 5.1.1. Veuillez confirmer l'exactitude des données et apporter les corrections nécessaires au besoin.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 5.1.2. En vous référant à la référence (vi), veuillez fournir les motifs pour lesquels la réserve de GNL de la DaQ au 1^{er} décembre 2022 est la plus faible depuis 2018.

Réponse :

Tout d’abord, le contexte d’approvisionnement a évolué depuis le moment de la décision de la référence (vi). Ainsi, GM GNL possède son liquéfacteur et réserve de la capacité pour effectuer ses ventes alors qu’au moment de la décision, les ventes étaient effectuées à même l’inventaire de la DaQ. Également, les besoins à l’usine LSR ainsi que la façon de l’optimiser ont aussi évolués avec le temps.

Au niveau de l’optimisation de l’usine LSR, le coût électrique pour la DaQ dépend principalement du nombre d’appels de puissance effectués lors de la liquéfaction. Les périodes de facturation électrique de la DaQ s’établissant chaque mi-mois (c.-à-d. du 16 novembre au 15 décembre), une considération d’optimisation de coût doit être prise en compte. Pour 2022-2023, le profil optimal de liquéfaction établi était de liquéfier pour environ 60 jours, à partir de la mi-octobre jusqu’à la mi-décembre. Ce profil maximisait l’utilisation de deux appels de puissance. Cependant, le solde maximal d’inventaire atteint dans les réservoirs sous cette stratégie a été atteint juste avant le 15 décembre, plutôt qu’au 1^{er} décembre comme les années précédentes. La liquéfaction pendant 60 jours pour atteindre un solde maximal d’inventaire au 1^{er} décembre aurait engendré l’utilisation de trois appels de puissance, résultant en des coûts plus élevés pour la clientèle.

- 5.1.3. Veuillez expliquer si la réserve de GNL de la DaQ au 1^{er} décembre 2022 peut être qualifiée de « pleine réserve » au sens de la référence (vi).

Réponse :

Selon Énergir, la « pleine réserve » constitue l’inventaire requis à l’usine LSR afin de suffire aux besoins prévus dans le scénario de l’hiver extrême. Ce solde peut varier annuellement. Comme expliqué dans la réponse à la question 5.1.2, Énergir a surpassé ce seuil pour atteindre un inventaire maximal plus près du 15 décembre plutôt qu’au 1^{er} décembre afin d’optimiser les coûts de liquéfaction.

OFFRE BIÉNERGIE

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0048](#), p. 4;
 - (ii) Pièce [B-0048](#), p. 5;
 - (iii) Dossier R-4177-2021 Phase 2, pièce [B-0112](#);
 - (iv) Pièce [B-0106](#), p. 4.

Préambule :

(i) Énergir présente le revenu requis établi lors de la dossier tarifaire 2022-2023. Le montant prévisionnel de la contribution pour la réduction des GES (Contribution GES) est établi à 1,853 M\$, soit 1,496 M\$ au service de distribution et 357 k\$ au service d'équilibrage.

(ii) Énergir présente le revenu requis pour l'exercice clos le 30 septembre 2023. Le montant de la Contribution GES au 30 septembre 2023 cumule un total de 280 k\$, soit 228 k\$ au service de distribution et 52 k\$ au service d'équilibrage.

(iii) Énergir présente la ventilation du montant de la Contribution GES versée par Hydro-Québec Distribution, dans ses activités de distribution d'électricité, à Énergir pour l'année 2022-2023. Le volume de gaz naturel converti projeté est de 6 301 10³m³.

(iv) Énergir présente les données relatives aux clients biénergie pour l'année 2022-2023 dans le cadre du rapport de suivi sur la biénergie de la décision D-2022-061. Les volumes de gaz naturel réellement convertis sont de 738 850 m³.

(v) À partir des références (i) à (iv), la Régie produit le tableau ci-dessous :

	Cause tarifaire 2022-2023 Dossier R-4177-2021 Phase 2 <i>Prévision</i>	Rapport annuel 2022-2023 Dossier R-4242-2023 <i>Réel</i>	Écarts Réel vs Prévision 2022-2023
Montant total de la Contribution GES (\$)			
Distribution	1 496 000	228 000	(1 268 000)
Équilibrage	357 000	52 000	(305 000)
Total	1 853 000	280 000	(1 573 000)
Nombre de clients convertis selon la clientèle:			
Résidentiel		1 424	
Volumes de gaz naturel convertis (m³)	6 301 000	738 850	(5 562 150)
GES évités (T. GES éq.)		1 419	

Demandes :

6.1 À partir du tableau présenté en préambule et des références (i) à (iv) :

6.1.1. Veuillez expliquer et justifier la progression de l'offre biénergie observée pour l'année 2022-2023 ainsi que les écarts constatés entre la prévision du dossier tarifaire (références (i) et (iii)) et le réel (références (ii) et (iv)).

Réponse :

La baisse de la contribution GES est principalement expliquée par le manque de maturité de l'offre biénergie (baisse du volume converti de $5\,562\,10^3\text{m}^3$) comme mentionné aux pages 27 et 28 de la pièce B-0052, Énergir-H, Document 2 de la dernière Cause tarifaire (R-4213-2022).

6.1.2. Veuillez élaborer sur les solutions envisagées par Énergir afin de rehausser le taux de conversion vers l'offre biénergie.

Réponse :

Comme mentionné par Énergir lors de l'audience sur la phase 2 du dossier R-4169-2021, tout est présentement sur la table pour améliorer le taux de pénétration du marché résidentiel. De surcroît, pour l'offre biénergie résidentielle, Énergir a identifié des périodes clés d'adhésion à la biénergie, soit au printemps et à l'automne. Des campagnes de communications ciblées sont planifiées lors de ces périodes pour positionner les avantages de la biénergie. Ces campagnes s'additionnent aux actions courantes de commercialisation telles que les bulletins d'information, le site web, la promotion auprès des installateurs et des distributeurs d'équipement.

L'offre de biénergie commerciale est en période de lancement. Les efforts de commercialisation prévus pour le lancement sont en cours et seront ajustés en fonction des besoins pour maximiser la conversion. Il est important de noter que le cycle décisionnel d'un client commercial ou institutionnel est plus long que celui d'un client résidentiel.

6.1.3. Veuillez commenter la possibilité pour Énergir de déposer un tableau similaire à celui produit par la Régie à la référence (v) dans le cadre du rapport de suivi sur la biénergie

de la décision D-2022-061 lors des prochains rapports annuels, ainsi que les explications des écarts constatés entre la prévision et le réel, le cas échéant.

Réponse :

Énergir déposera le tableau de la référence (v) ainsi qu'une explication des écarts dans le prochain suivi du Rapport annuel 2024.

SUIVI ALÉATOIRE ANNUEL

7. Références :
- (i) Pièce [B-0102](#), p. 5 et Annexe 2;
 - (ii) Dossier R-4177-2021, décision [D-2022-136](#), p. 27;
 - (iii) Pièce [B-0003](#), Annexe 1;
 - (iv) Pièce [B-0102](#), Annexe 2.

Préambule :

(i) « Dans sa décision D-2023-130 relative au suivi aléatoire annuel (SAA), la Régie a retenu dix projets de ventes pour lesquels Énergir dépose une copie de l'évaluation de la rentabilité a priori réalisée à partir du gabarit « Calcul du revenu requis pour les cinq premières années ». L'évaluation de la rentabilité de chacun des dix projets est présentée à l'annexe 2 de la présente pièce. L'annexe 2 comprend également la liste des paramètres utilisés pour l'évaluation de la rentabilité des projets selon le modèle du revenu requis en vigueur lors de ces évaluations.

Le projet ID10081 a été signé et évalué selon les paramètres de rentabilité de l'année précédente, alors que le coût en capital prospectif (CCP) après impôt était de 4,80 %. Le taux de rendement interne (TRI) de 4,84 % génère donc un indice de profitabilité (IP) de 1. »

(ii) Pour l'année tarifaire 2022-2023, la Régie établit le coût en capital prospectif à 5,38 % après impôt, et à 5,94 % avant impôt.

(iii) Énergir présente à l'annexe 1 la liste des projets signés inférieurs au seuil de l'année 2022-2023 (la Liste).

(iv) Énergir indique que le coût dans la Liste pour les projets ID10070, ID10081, ID10150, ID10116, ID10068, ID10115, ID10117 omet les frais généraux entrepreneurs (FGE) de conduite à l'an 0.

Demandes :

- 7.1 Veuillez expliquer et justifier la raison pour laquelle la rentabilité du projet d'investissement ID10081 identifié à la référence (i) n'a pas été évaluée selon le coût en capital prospectif après impôt de 5,38 % établi par la Régie dans sa décision D-2022-136 citée en référence (ii). Veuillez également déposer une brève description du projet ainsi que la date du début et de la fin du projet.

Réponse :

Le projet ID10081 a débuté autour du mois de juillet 2022. Ainsi, il a été évalué avec les paramètres en vigueur à ce moment, soit le CCP de l'année financière 2021-2022 de 4,80 %. Le projet a été finalisé en novembre 2022, avant la mise en place des paramètres de rentabilité de l'année financière 2022-2023 au 1er décembre 2023. Il est à noter que ce type de situation arrive rarement.

- 7.2 Veuillez préciser la raison pour laquelle les coûts prévus dans la Liste de la référence (iii) omettent les FGE de conduite à l'an 0 pour les projets identifiés à la référence (iv).

Réponse :

À la suite du dépôt de la pièce B-0003, Énergir-14, Document 1, Énergir a constaté une erreur de formule qui avait pour effet d'exclure les FGE à l'an 0 du total de chacun des projets présentés. Conséquemment, la pièce B-0102 Énergir-14, Document 2, présente, dans chacun des tableaux détaillés, le total du projet incluant les FGE. L'écart entre les deux pièces est ainsi constitué de la FGE à l'an 0.

RÉDUCTION DES GAZ À EFFET DE SERRE

8. Références :
- (i) Pièce [B-0033](#), p. 3;
 - (ii) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0035](#), p. 18 à 24;
 - (iii) Pièce [B-0033](#), p. 3;
 - (iv) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0035](#), p. 25 à 27;
 - (v) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0035](#), p. 28 et 29.

Préambule :

(i) Le tableau 1 du rapport annuel au 30 septembre 2023 indique que les projets « *d'amélioration des actifs – remplacement des chaudières (trois projets)* » a réduit les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 49 tonnes de CO₂ équivalent.

(ii) Le rapport annuel au 30 septembre 2022 présentait les données, calculs et résultats obtenus pour des projets de remplacement de chaudière.

(iii) Le tableau 1 du rapport annuel au 30 septembre 2023 indique que le projet de « *Modification de la méthode de localisation des infrastructures d'Énergir pour intégrer l'envoi de plans au demandeur* » a réduit les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 55 tonnes de CO₂ équivalent en 2022-2023.

(iv) Dans son rapport annuel au 30 septembre 2022, Énergir indiquait ce qui suit :

« Énergir a débuté le déploiement en 2021 d'une nouvelle approche de localisation de ses infrastructures souterraines par l'envoi d'un rapport de localisation sur croquis aux demandeurs selon certains critères établis par une analyse de risques, évitant ainsi le déplacement d'un technicien d'Énergir pour effectuer le marquage. Ainsi, entre le 1^{er} octobre 2021 et le 30 septembre 2022, 2 400 déplacements de techniciens ont ainsi été évités.

Selon l'expérience d'Énergir, il est estimé qu'un déplacement entre deux localisations est d'une durée approximative de 25 minutes. Comme les véhicules ont une vitesse de déplacement moyenne mesurée de 41,4 km/h, on peut estimer que 41 400 km de déplacements ont été évités par le projet :

$$2400 \text{ déplacements} \times 25 \text{ minutes/heure} \times 41,4 \text{ km/heure} = 41\,400 \text{ km}$$

Ainsi, le projet aura réussi à éviter la consommation de 8 280 litres d'essence durant la période 2021-2022 en comparaison avec le scénario de référence. Le tableau suivant présente le résultat de cette diminution :

Rapport de localisation sur croquis	Volume d'essence consommée (L)	Facteur d'émission global de l'essence (g CO ₂ éq. / L)	Émission de GES (tonnes des CO ₂ éq.)
Scénario de référence	8280	2317,4	19,2
Scénario rapport de localisation sur croquis	0,0	0,0	0,0
Réduction vs scénario réf.	8280		19,2

[...] »

Demandes :

- 8.1 Veuillez spécifier les trois projets de remplacement de chaudières dont il est question au préambule (i).

Réponse :

Les trois projets de remplacement de chaudières concernent les postes de Cowansville, Mirabel et Mascouche.

- 8.2 Veuillez confirmer que le projet décrit au premier paragraphe du préambule (iv) est le projet mentionné au préambule (iii). Sinon, veuillez décrire en quoi consiste le projet de la référence (iii).

Réponse :

Énergir le confirme.

- 8.3 Veuillez fournir les données, calculs et résultats obtenus pour l'année 2022-2023 des trois projets de remplacement de chaudières (références (i)) et du projet de modification de la méthode de localisation des infrastructures d'Énergir pour intégrer l'envoi de plans au demandeur (références (iii)) de la même manière que ceux fournis pour l'année 2021-2022 et présentés respectivement aux références (ii) et (iv).

Réponse :

Les informations demandées par la Régie sont fournies à l'annexe Q-8.3.

- 8.4 Veuillez commenter la possibilité pour Énergir de déposer, lors des prochains rapports annuels, les données, calculs et résultats obtenus des projets de la même manière que ceux fournis aux références (ii), (iv) et (v).

Réponse :

Comme démontré à l'annexe Q-8.3, les calculs des réductions de GES demandés par la Régie correspondent aux valeurs du tableau 1 de la pièce B-0033, Énergir-5, Document 2.

Dans sa décision D-2021-140, paragr. 408, la Régie de l'énergie (Régie) demandait :

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

Le premier suivi sur les réductions des GES a été déposé au Rapport annuel 2022¹ et la Régie a constaté, au paragraphe 223 de la décision D-2023-102, qu'Énergir a déposé les informations nécessaires au suivi de la décision D-2021-140 et a pris acte du suivi au paragraphe 225.

L'ajout de tous les calculs au suivi représente du temps pour les équipes concernées et dans un souci d'efficience et d'allègement réglementaire, Énergir propose de poursuivre le suivi tel que déposé aux rapports annuels 2022 et 2023. Dans l'éventualité où la Régie se questionnait sur l'un des résultats, Énergir pourra lui fournir les calculs le cas échéant.

¹ Voir R-4209-2022, pièce B-0036, Énergir-5, Document 2.

9. Références :
- (i) Pièce [B-0033](#), p. 3;
 - (ii) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0035](#), p. 28.

Préambule :

(i) Le tableau 1 du rapport annuel au 30 septembre 2022-2023, Énergir indique que le projet « *Optimisation de l'utilisation de trois chaudières à condensation du siège social* » a réduit les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 34 tonnes de CO₂ équivalent.

(ii) Dans son rapport annuel au 30 septembre 2022, Énergir indiquait ce qui suit :

« Tout d'abord, les chaudières des bureaux d'affaire de Montréal-Est et de Montréal-Ouest, ont été remplacées par des chaudières à condensation montrant une meilleure efficacité, de l'ordre de 95 % [...], comparativement aux équipements précédents, d'une efficacité d'environ 85 % ».

Demandes :

9.1 Veuillez indiquer en quoi consiste l'« *Optimisation* » de l'utilisation de chaudières à condensation (référence (i)).

Réponse :

La mesure propose d'améliorer le contrôle de la température dans les réseaux secondaires du chauffage des bâtiments du siège social afin d'optimiser le fonctionnement des chaudières à condensation.

Les travaux réalisés sont les suivants :

- Fournir et installer un entraînement à fréquence variable incluant filtre et contournement, et ce pour chacune des deux pompes primaires de 7,5 HP;
- Fournir et installer trois nouvelles soupapes deux voies de trois pouces de diamètre;
- Fournir et installer quatre sondes de surface sur la tuyauterie de retour, installer un débitmètre en lieu et place de la soupape antiretour afin de balancer les volumes d'eau entre les réseaux primaire et secondaire;
- Centraliser les équipements précédents au système de gestion du bâtiment;
- Procéder à un balancement lors de la mise en route afin d'obtenir la modulation requise de la pompe en fonction du nombre de soupapes ouvertes;
- Réviser la programmation afin d'optimiser la température d'alimentation selon à la fois la température de retour et la température extérieure, et ce, en tentant d'obtenir la température la plus basse possible du côté du retour.

- 9.2 Veuillez indiquer, le cas échéant, le taux d'efficacité des chaudières à condensation dont l'utilisation a été optimisée (référence (i)). Veuillez commenter ce taux par rapport au taux d'efficacité des chaudières remplacées en 2021-2022, soit 95 % (référence (ii)).

Réponse :

Les chaudières à condensation à haute efficacité du siège social ont un taux d'efficacité pouvant atteindre 95 %. L'objectif du projet d'optimisation mentionné à la référence (i) était de mettre en place les conditions requises pour atteindre la meilleure efficacité possible des chaudières en ayant les températures de retour d'eau les plus basses possible. Le taux d'efficacité des chaudières à condensation du siège social est similaire à celui des chaudières installées dans les bureaux d'affaires de Montréal-Est et Montréal-Ouest.

REMPLACEMENT DES REGAZÉIFICATEURS DE L'USINE LSR

- 10 **Références :**
- (i) Dossier R-418-2021, pièce [A-0009](#), p. 10;
 - (ii) Dossier R-4209-2022, pièce [B-0141](#), page 1;
 - (iii) Pièce [B-0121](#), p. 1 et 2.

Préambule :

(i) Dans la décision de la Régie approuvant le projet visant à remplacer les regazéificateurs de l'usine LSR, la complétion des travaux était prévue en octobre 2024.

(ii) Au 30 septembre 2022, Énergir mentionnait ceci :

« Cependant, le fournisseur des regazéificateurs a informé Énergir récemment qu'il ne serait pas en mesure de livrer les deux premières unités au printemps 2023 comme initialement convenu. Dans ce contexte, il est requis de reporter d'un an l'échéancier global du projet. Ainsi, les travaux prévus en 2023 seront reportés en 2024 et ceux prévus en 2024 seront effectués en 2025 [...] ».

(iii) Au 30 septembre 2023, Énergir indique que :

« En ce qui a trait à l'échéancier global du projet, les travaux d'installation de la nouvelle salle électrique devraient être complétés d'ici décembre 2023. De plus, la nouvelle génératrice sera installée en février 2024, puis mise en fonction au cours de l'été suivant.

L'installation des deux premiers regazéificateurs est toujours prévue en 2024. Les équipes de construction seront mobilisées au chantier à partir du début avril afin d'entreprendre les travaux de démolition et de préparer le site pour la réception des équipements prévue en juin 2024.

Selon l'échéancier de réalisation des travaux, ces regazéificateurs pourront être transférés aux opérations de l'usine en octobre 2024 ».

Demandes :

10.1 Veuillez indiquer si la complétion des travaux est toujours prévue pour octobre 2025. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Énergir confirme que les travaux sont toujours prévus être complétés en octobre 2025.

Énergir rappelle que les données soumises au rapport annuel sont une photo prise au 30 septembre 2023. Les projections de coûts d'un projet d'investissement le sont en

fonction des informations disponibles au 30 septembre. Dans le cas d'un suivi de projet pour lequel Énergir ne demande pas à la Régie d'y mettre fin, toutes les informations relatives aux coûts et à l'échéancier qui auront changé en cours d'année seront présentées au rapport annuel au 30 septembre 2024, avec les explications nécessaires le cas échéant.

- 10.2 Veuillez déposer, sous forme de tableau, l'échéancier prévu entre octobre 2024 et la complétion des travaux.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 10.1.

- 10.3 Veuillez indiquer si les regazéificateurs ont été livrés. Sinon, veuillez indiquer la date approximative prévue par le fournisseur.

Réponse :

Selon l'échéancier de fabrication actuel, les regazéificateurs # 1 et # 2 sont prévus être complétés en avril 2024. De plus, afin d'optimiser les travaux de construction, Énergir a demandé que leur livraison à l'usine LSR soit effectuée à la mi-juin afin de permettre la complétion des travaux préparatoires nécessaires à leur installation.

La fabrication des regazéificateurs # 3 et # 4 débutera au cours de l'été et est prévue être complétée en avril 2025. Leur livraison à l'usine LSR est prévue en juin 2025.

PROJET DE RELOCALISATION D'UNE CONDUITE À ROUYN-NORANDA

- 11 Références :
- (i) Pièce [B-0122](#), p. 2;
 - (ii) Dossier R-4213-2022, pièce [A-0086](#), p. 15.

Préambule :

- (i) « Au 30 septembre 2023, l'ensemble des travaux est complété.

[...]

Un dossier de servitude avec le MERN est toujours en cours et explique la présence de coûts projetés [80 000 \$] malgré la fin des travaux. »

- (ii) Dans sa décision D-2023-116, « la Régie retient seulement la complétion des travaux comme critère pour demander l'arrêt du suivi ».

Demandes :

- 11.1 Compte tenu que le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles n'existe plus, veuillez indiquer à quoi Énergir réfère par l'emploi de l'acronyme « MERN ».

Réponse :

Énergir fait référence au ministère des Ressources naturelles et des Forêts (MRNF).

- 11.2 Veuillez ventiler le coût projeté de 80 000 \$.

Réponse :

Les coûts projetés selon le tableau de la page 2 de la pièce B-0122, Énergir-24, Document 1, sont ventilés comme suit : 2 000 \$ pour la main-d'œuvre interne, 68 000 \$ pour les frais liés à la servitude (coût d'acquisition, arpentage et notaire) et 10 000 \$ pour la contingence.

11.3 Veuillez expliquer les motifs pour lesquels Énergir considère qu'il respecte le critère énoncé au préambule (ii), soit la complétion des travaux, compte tenu qu'un dossier de servitude était en cours au 30 septembre 2023.

Réponse :

La décision D-2023-116 fait suite à une proposition d'Énergir visant à accroître l'efficacité et à alléger le processus réglementaire par rapport aux critères établis dans la décision D-97-25 relativement aux suivis de projets d'investissements. À la page 5 de la pièce B-0049, Énergir-G, Document 3 du dossier R-4213-2022, Énergir proposait que le suivi d'un projet prenne fin lorsque les travaux du projet sont exécutés ou à la troisième année du suivi. Dans sa décision D-2023-116, la Régie retenait comme seul critère la complétion des travaux.

Comme indiqué à la page 1 de la pièce B-0122, Énergir-24, Document 1, l'ensemble des travaux du projet est complété. La mise en gaz de la nouvelle conduite et l'abandon de la conduite existante ont été réalisés en novembre 2022 et les travaux de réfection du printemps 2023 sont également complétés. Le dossier de servitude en cours vise à notarié la servitude de la nouvelle conduite sur des terrains du MRNF et ne constitue pas des « travaux » liés au projet. En ce sens, Énergir est d'avis qu'elle peut demander à la Régie de mettre fin au projet en vertu de la décision D-2023-116.

Énergir soumet que de poursuivre le dépôt d'un suivi alors que les travaux d'un projet sont complétés et que les coûts projetés sont minimes (81 000 \$ sur 4,2 M\$, dont 61 000 \$ assumés par le client) ne remplit pas les objectifs de saine administration des ressources et d'allègement réglementaire, reconnus par la Régie au paragraphe 37 de sa décision D-2023-116.

Énergir rappelle également que par le passé, alors que les critères plus contraignants de la décision D-97-25 s'appliquaient, elle a demandé à la Régie de mettre fin à plusieurs suivis de projets lorsque les travaux étaient terminés et que les coûts projetés étaient peu importants. La Régie a accepté d'y mettre fin dans tous les cas, notamment :

Rapport annuel 2022 (R-4209-2022)

- Projet d'extension de réseau à Richmond (B-0136, Énergir-27, Document 1)

La demande de mettre fin à ce suivi a été approuvée par la Régie dans sa décision D-2023-102, paragr. 164.

Rapport annuel 2021 (R-4175-2021)

- Projet de relocalisation de la conduite du pont d'étagement de l'autoroute Côte-de-Liesse au-dessus de l'autoroute Chomedey (B-0134, Énergir-34, Document 1)

La demande de mettre fin à ce suivi a été approuvée par la Régie dans sa décision D-2022-098, paragr. 187.

Rapport annuel 2019 (R-4114-2019)

- Projet de relocalisation d'un segment de conduite de transmission dans le secteur de Sorel/Contrecoeur (B-0106, Énergir-29, Document 1)

La demande de mettre fin à ce suivi a été approuvée par la Régie dans sa décision D-2020-097, paragr. 212.

PROJET D'ABANDON ET DE RECONSTRUCTION D'UN POSTE DE DÉTENTE À MONTRÉAL-EST

- 12 Références : (i) Pièce [B-0123](#), p. 1 à 3;
 (ii) Dossier R-4213-2022, pièce [A-0086](#), p. 15.

Préambule :

(i) « En date du 30 septembre 2023, le projet est complété à 100 % et il ne reste qu'à officialiser la servitude par le notaire, cette étape est prévue d'ici janvier 2024. Les travaux qui ont débuté en août 2022 ont été exécutés en octobre 2022.

[...]

Un montant de 27 000 \$ est projeté pour le règlement de la servitude et des frais de notaires pour le terrain du nouveau poste de détente.

[...]

Énergir demande à la Régie, conformément au paragraphe 39 de la décision D-2023-116, de mettre fin à ce suivi étant donné que les travaux sont complétés et que les coûts projetés sont minimes. »

(ii) Dans sa décision D-2023-116, « la Régie retient seulement la complétion des travaux comme critère pour demander l'arrêt du suivi ».

Demandes :

12.1 Eu égard à la référence (i), veuillez indiquer si le notaire a officialisé la servitude à ce jour.

Réponse :

La servitude n'a pas encore été officialisée par le notaire.

12.1.1 Si oui, veuillez préciser la date à laquelle l'officialisation a eu lieu.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 12.1.

12.1.2 Si non, veuillez expliquer le retard et indiquer la date prévue ou, à défaut, la date approximative de l'officialisation.

Réponse :

Les démarches d'officialisation de la servitude sont toujours en cours, mais sur le point d'être complétées. L'officialisation de la servitude est attendue d'ici avril 2024. Ce retard est associé au délai de traitement du dossier auprès du propriétaire du terrain (Suncor).

12.2 Veuillez expliquer les motifs pour lesquels Énergir considère qu'il respecte le critère énoncé au préambule (ii), soit la complétion des travaux, compte tenu que l'étape du « *règlement de la servitude et des frais de notaires pour le terrain du nouveau poste de détente* » n'était pas terminée au 30 septembre 2023.

Réponse :

Comme indiqué à la page 1 de la pièce B-0123, Énergir-25, Document 1, les travaux liés au projet sont complétés. L'officialisation de la servitude par un notaire ne constitue pas des « travaux » liés au projet. En ce sens, Énergir est d'avis qu'elle peut demander à la Régie de mettre fin au projet, en vertu de la décision D-2023-116.

Énergir soumet que poursuivre le dépôt d'un suivi alors que les travaux d'un projet sont complétés et que les coûts projetés sont minimes (28 000 \$ sur 4,5 M\$) ne remplit pas les objectifs de saine administration des ressources et d'allègement réglementaire, reconnus par la Régie au paragraphe 37 de sa décision D-2023-116.

Veuillez également vous référer à la réponse à la question 11.3.

13 Référence : Pièce [B-0123](#), p. 2.

Préambule :

« L'écart à la baisse de 277 000 \$ pour les services externes est attribuable à des services qui ont été pris en charge par le maître d'œuvre du projet et qui ont donc été imputés dans les frais entrepreneurs en hausse de 0,8 M\$. En plus de l'utilisation de la contingence du projet dans cette catégorie, l'écart à la hausse des frais entrepreneurs s'explique par une sous-estimation des coûts reliés aux travaux mécaniques et civils de 277 000 \$ et par des travaux imprévus requis au chantier de 138 000 \$. »

Demande :

13.1 Veuillez indiquer si la prise en charge de services externes par le maître d'œuvre du projet, réduisant de 277 000 \$ les coûts des services externes, est reliée à la sous-estimation de des coûts reliés aux travaux mécaniques et civils, augmentant de 277 000 \$ les frais entrepreneurs. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Des travaux de sous-traitances mécanique et civil représentant un montant de 277 000 \$ ont été pris en charge par le maître d'œuvre du projet et ainsi imputés dans les frais entrepreneurs. Ces activités avaient initialement été prévues dans la catégorie services externes lors du budget initial, expliquant ainsi ce débalancement négatif de 277 000 \$ pour les services externes ainsi qu'un ajout de 277 000 \$ aux frais entrepreneurs.

APPORT SÉCURITAIRE D'HYDROGÈNE DANS LE RÉSEAU

14 Référence : Pièce [B-0127](#), p. 2.

Préambule :

« Pour des concentrations inférieures à 30 % d'hydrogène [...]

À des concentrations supérieures à 30 % [...]

La composition des gaz de combustion a été mesurée et une diminution significative (plus de 75 %) des émissions de monoxyde de carbone a été observée en raison de la température plus élevée de la flamme qui force la conversion du monoxyde de carbone en dioxyde de carbone. »

Demande :

14.1 Veuillez indiquer si la diminution de plus de 75 % des émissions de monoxyde de carbone s'observe uniquement pour des concentrations d'hydrogène supérieures à 30 % ou également pour des concentrations inférieures à 30 %. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Les deux phases du Projet ont permis de tester différents types d'équipements à différents taux d'hydrogène. Pour la phase à l'ÉCCU, une chaudière industrielle a été testée avec une concentration allant jusqu'à 20 % d'hydrogène. À ce taux, la réduction moyenne du monoxyde de carbone (CO) était de 85 %.

Pour ce qui est de la phase à l'ÉTG, les tests ont été menés sur des équipements résidentiels et ont été divisés en deux temps. Une première phase de tests avec des concentrations allant jusqu'à 20 % d'hydrogène et une deuxième phase avec une concentration allant jusqu'à 40 % d'hydrogène. Lors de la première phase, le taux de réduction du CO a varié de 13 % à 73 % selon l'équipement analysé.

Pour ce qui est de la deuxième phase, le taux de réduction du CO a également varié selon l'équipement analysé, la plage de réduction étant de 9 % à 85 %.

15 **Référence :** Pièce [B-0127](#), p. 2.

Préambule :

« 2.1 RÉSULTATS

Pour des concentrations inférieures à 30 % d'hydrogène, aucun enjeu de sécurité ou opérationnel n'a été observé. [...]

2.2 CONCLUSION

Les résultats obtenus indiquent que la performance des appareils ne semble pas être impactée par l'utilisation d'un mélange de gaz naturel et d'hydrogène dans une concentration inférieure à 20 %. »

Demande :

15.1 Veuillez concilier le fait que, dans la section 2.1 RÉSULTATS, il est question de concentrations d'hydrogène inférieures à 30 % et le fait que, dans la section 2.2 CONCLUSION, il est question de concentrations d'hydrogène inférieures à 20 %.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 14.1, les tests ont été effectués sur des équipements et à des concentrations d'hydrogène différents selon les phases du Projet. Pour la phase à l'ÉCCU, une chaudière industrielle a été testée jusqu'à 20 % d'hydrogène. À ce taux, il n'y a pas eu d'enjeu de sécurité ou opérationnel pour une chaudière industrielle.

Pour ce qui est de la phase à l'ÉTG, ces tests ont été menés sur des équipements résidentiels et ont été divisés en deux temps. Une première phase de tests jusqu'à 20 % d'hydrogène et une deuxième phase jusqu'à 40 % d'hydrogène. Lors de la première phase, il n'y a pas eu d'enjeu de sécurité ou opérationnel pour les équipements résidentiels. Pour ce qui est de la deuxième phase, il n'y a pas eu d'enjeu jusqu'à 30 % d'hydrogène sur les équipements résidentiels. Lorsque des tests à des taux supérieurs à 30 % d'hydrogène ont été effectués, deux aérothermes ont présenté des difficultés de fonctionnement. Il a été relevé qu'il y avait présence d'un bruit supplémentaire provenant des équipements lors de la mise en marche et lors du fonctionnement de ceux-ci à des concentrations de plus de 30 % d'hydrogène.

16 **Références :** Pièce [B-0127](#), p. 3.

Préambule :

« L'opération d'une chaudière est régie par un cadre réglementaire sur la quantité de NOx [oxydes nitreux] émis à l'atmosphère. Lors des tests, sous les conditions les plus propices à une augmentation des NOx, une augmentation de 13 % a été mesurée. Malgré cette observation, des changements sur les paramètres d'opération peuvent être implantés afin d'atténuer significativement les émissions de NOx. Les opérateurs de chaudières devront quand même porter une attention particulière à ce phénomène afin de respecter leurs permis d'émissions polluantes. »

Demandes :

16.1 Veuillez indiquer les paramètres d'opération qui peuvent être modifiés afin d'atténuer significativement les émissions de NOx.

Réponse :

Le taux d'émissions de NOx dépend de différents paramètres dont la conception du brûleur, le ratio d'air de combustion, de la température et du temps de séjour dans la chambre de combustion. Au niveau opérationnel, il est possible de faire varier le ratio d'air de combustion et la température. Ces modifications peuvent cependant avoir un impact significatif sur la capacité de production si l'équipement étudié est limitant thermiquement. Il est donc requis de valider la limite basse acceptable pour l'équipement étudié avant de procéder à ce type de changement.

16.2 Veuillez indiquer si Énergir entend implanter les paramètres d'opération indiqués en réponse à la demande précédente.

Réponse :

Non, car il n'est pas prévu d'utiliser un mélange d'hydrogène à l'ECCU sur une base régulière pour le moment. Par conséquent il n'est pas prévu d'implanter de nouveaux paramètres d'opérations mentionnés en référence.

16.2.1 Si oui, veuillez fournir un échéancier.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 16.2.

16.2.2 Si non, veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 16.2.

- 17 Références :
- (i) Pièce [B-0127](#), p. 2;
 - (ii) Pièce [B-0127](#), p. 2;
 - (iii) Pièce [B-0127](#), p. 3;
 - (iv) Pièce [B-0127](#), p. 4;
 - (v) Pièce [B-0127](#), p. 5.

Préambule :

(i) « L'hydrogène ayant une densité et viscosité plus faible que le gaz naturel, il est possible que la présence d'hydrogène provoque un débit de fuite plus important. Pour quantifier ce phénomène, un projet de recherche en collaboration avec une équipe de chercheurs de l'université McGill a été mis en place. »

(ii) « Les régulateurs et les compteurs ont fonctionné sans difficulté, mais un protocole de tests distinct est en élaboration pour la précision des appareils de mesurage afin d'être conforme aux exigences de Poids et Mesures Canada. »

(iii) « [...] des changements sur les paramètres d'opération [d'une chaudière à vapeur sous une concentration d'hydrogène allant jusqu'à 20 %] peuvent être implantés afin d'atténuer significativement les émissions de NOx. »

(iv) « Des initiatives sont en cours afin d'avoir un portrait plus détaillé sur l'impact de l'hydrogène sur les équipements industriels et des tests complémentaires pourraient être entrepris. »

(v) « Les phases 1 et 2 des projets pilotes ont permis d'obtenir des données indiquant la faisabilité technique d'alimenter des équipements résidentiels, commerciaux et industriels de nos clients avec un mélange de gaz naturel et d'hydrogène. Ces résultats doivent être complétés avec d'autres projets visant à déterminer l'impact sur le réseau gazier. Ces résultats seront requis pour conclure sur la faisabilité technique globale de l'injection d'hydrogène. Ces validations seront cruciales aux initiatives futures d'injection d'hydrogène et de GSR de troisième génération pouvant contenir de l'hydrogène résiduel dans notre réseau. »

Demandes :

17.1 Veuillez préciser si les projets et tests des références (i) à (iv) font partie des « autres projets » mentionnés à la référence (v).

Réponse :

Oui, les tests mentionnés aux références (i) à (iv) font effectivement partie d'initiatives futures visant à parfaire les connaissances d'Énergir relativement à l'impact de la présence

d'un mélange de gaz naturel et d'hydrogène dans le réseau gazier. Des évaluations sont en préparation et nécessiteront la participation de partenaires externes. Énergir présentera ces phases de tests à la Régie en temps opportun.

17.1.1 Si oui, veuillez indiquer et décrire les projets, autres que ceux des références (i) à (iv), qu'Énergir entend réaliser visant à déterminer l'impact sur le réseau gazier (référence (v)).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 17.1.

17.1.2 Si non, veuillez indiquer un échéancier de réalisation des projets et tests des références (i) à (iv). Veuillez également indiquer et décrire les « autres projets » (référence (v)).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 17.1.

DÉPENSES D'AMORTISSEMENT

- 18 Références :
- (i) Pièce [B-0024](#), p. 1;
 - (ii) Pièce [B-0024](#), p. 3;
 - (iii) Pièce [B-0037](#), p. 1;

Préambule :

(i) Tableau : Comparaison des résultats réels de l'activité réglementé avec le budget pour l'exercice financier clos le 30 septembre 2023, lignes 19 et 20, col. 3.

(ii) Explication des écarts

« C. [...] excluant l'écart des revenus, le trop-perçu soumis au mode de partage entre la clientèle et l'actionnaire est de 2,8 M\$. Ce dernier s'explique essentiellement par les économies réalisées au niveau de la dépense d'amortissement [...] »

F. La diminution de 5,2 M\$ de la dépense d'amortissement des immobilisations s'explique principalement par le solde d'ouverture au 1er 23 octobre 2022 inférieur au niveau anticipé, combiné à des mises en service durant l'exercice 2022-2023 plus faible qu'anticipé.

G. L'écart favorable de 1,4 M\$ est principalement expliqué par une charge d'amortissement réelle plus faible qu'anticipée au niveau des subventions du PGEÉ. Cet écart a toutefois été imputé dans un compte de frais reportés à remettre à la clientèle de manière à niveler la charge et il sera intégré dans les tarifs de l'exercice 2024-2025 ». [nous soulignons]

(iii) Tableau : Additions à la base de tarification pour l'exercice financier clos le 30 septembre 2023, lignes 2 et 20, col. 7

Demande :

18.1 La Régie constate aux références (i) et (ii), la baisse des amortissements en immobilisations, des frais reportés et des actifs intangibles, entre le réel et le budget. Elle note les explications C, F, et G fournis par Énergir. Toutefois, quand comparé à la référence (iii) – *Additions à la base de tarification*, on remarque une hausse des additions à la base de tarification de 22 566 k\$. Veuillez expliquer la hausse de ces additions à la base de

tarification combiné à des mises en service plus faibles qu'anticipé et la baisse des amortissements respectifs inférieurs au budget.

Réponse :

Les informations incluses dans la pièce des additions à la base de tarification (B-0037) représentent des investissements effectués sur des projets, durant l'année 2022-2023, et ce peu importe la phase de réalisation des projets. La base de tarification inclut autant des projets en cours de réalisation que des projets mis en service. Il n'est donc pas possible de conclure que la hausse des investissements présentée à la pièce des additions à la base de tarification a un impact sur la charge d'amortissement puisqu'une partie des investissements ont été faits pour des projets qui ne sont toujours pas finalisés et donc pas encore amortissable.

Un exemple de cette situation est la hausse de 27 297 k\$ au niveau de la transmission du réseau (B-0037, p. 1, col. 9, l. 13). Cette hausse est expliquée en partie par une augmentation de 22,1 M\$ pour le projet de doublage de la conduite située entre Saint-Flavien et Saint-Nicolas (R-4158-2021). Ce projet n'est toujours pas terminé au 30 septembre 2023 et ainsi il n'a pas encore été mis en service. En conséquence aucun amortissement n'a été considéré dans les résultats de l'exercice 2022-2023.

Ce qui influence la charge d'amortissement, pour l'exercice 2022-2023, c'est la valeur des soldes d'ouverture des actifs amortissables combiné aux mises en service et retraits qui ont été faits au cours de l'exercice. Énergir tient à rappeler que les soldes d'ouverture de la Cause tarifaire 2022-2023 ont été basés sur le 4-8 2022 alors que les soldes d'ouverture du Rapport annuel 2022-2023 sont basés sur les données réelles au 30 septembre 2022. Les soldes des catégories d'actifs amortissables, au 30 septembre 2022, ont été inférieures à ceux anticipés dans le 4-8 2022 impactant à la baisse la charge d'amortissement réelle de l'exercice 2022-2023.

[...]

Les enjeux pouvant survenir sur la conduite existante lors de l'installation de la deuxième conduite à proximité sont principalement reliés aux travaux de dynamitage et de vibration excessive, de surcharge, d'accrochage et de détérioration du revêtement lors des différentes opérations d'excavation et de remblayage.

Pour minimiser les risques, Énergir a émis à l'entrepreneur les exigences identifiées ci-dessous qui devront être respectées lors de réalisation des travaux. Toutes ces exigences ont été considérées lors de la mise en place du plan d'exécution des travaux et de l'estimation des coûts des services entrepreneurs :

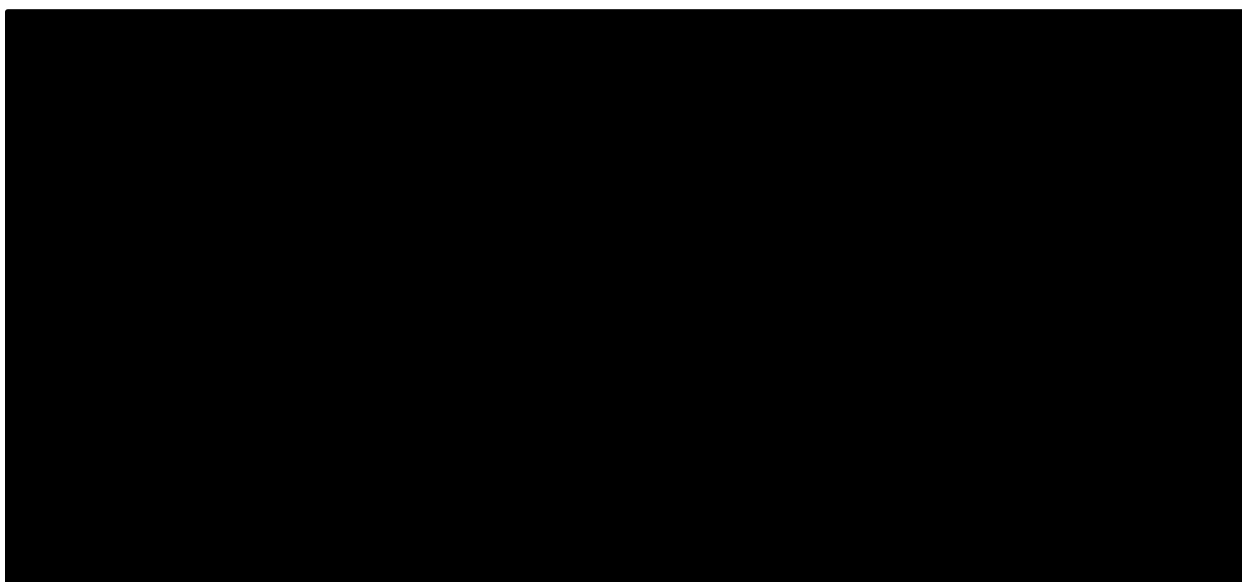
- *Localisation de la conduite et surveillance en continu par un représentant d'Énergir;*
- *Interdiction de circuler et d'entreposer du matériel d'excavation sur la conduite existante de 219,1 mm (NPS 8). Des points de traverse devront être mis en place aux endroits appropriés;*
- *Si les besoins opérationnels le permettent, Énergir procèdera à un abaissement de pression pendant la durée des travaux;*
- *Le dynamitage à proximité de la conduite existante de 219,1 mm (NPS 8) sera à proscrire. Si le dynamitage s'avère inévitable, un ingénieur-conseil expert en dynamitage devra être sollicité afin de concevoir les besoins en explosif. À la suite de cette conception, un suivi de vibration au niveau de la conduite existante de 219,1 mm (NPS 8) devra être mis en place afin de valider que les vibrations n'excèdent pas les valeurs exigées;*
- *Des mesures de vibration devront être réalisées en début de projet pour chacun des équipements utilisés pendant la construction. Ces tests permettront de valider que les équipements choisis n'affecteront pas la conduite existante de 219,1 mm (NPS 8) au-delà de la limite acceptable. »*

[...]

« l'implication d'un entrepreneur expérimenté dans ce type d'ouvrage a permis à Énergir de clarifier plusieurs facteurs et éléments quant à la réalisation des travaux de manière sécuritaire. »
[nous soulignons]

(v) CALENDRIER PROJETÉ

Activités	Début	Fin
Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie	Avril 2021	Fin octobre 2021
Ingénierie préliminaire	Mai 2021	Septembre 2021
Acquisition des servitudes permanentes et aires temporaires	Septembre 2021	Août 2022
Ingénierie détaillée des travaux et commandes des équipements	Octobre 2021	Mai 2022
Préparation et octroi du contrat de réalisation des travaux à l'entrepreneur	Novembre 2021	Juillet 2022
Dépôts et approbations des demandes de permis	Novembre 2021	Septembre 2022
Réalisation des travaux et mise en service	Septembre 2022	Mai 2023
Réalisation des travaux de remise en état des terrains	Mai 2023	Août 2023



Demandes :

- 19.1 Veuillez présenter, sous forme de tableau, les hypothèses initiales du projet lors du dossier R-4158-2021 et les hypothèses retenues après l'étape de l'ingénierie détaillée, telle que mentionnée à la référence (i).

Réponse :**Tableau Q-19.1**

Hypothèses initiales du projet (R-4158-2021)	Hypothèse retenues après l'étape de l'ingénierie détaillée
La méthode d'installation typique de mise en tranchée permettra l'entreposage du sol excavé d'un côté de la conduite existante. La soudure ainsi que le levage de la conduite devaient être effectués de l'autre côté de la conduite existante.	La méthode d'installation typique de mise en tranchée a dû être modifiée par manque de disponibilité d'équipement ayant la portée suffisante pour permettre la mise en tranchée prévue selon l'hypothèse initiale. La soudure et la mise en tranchée ont dû être réalisées du côté de la nouvelle conduite pour limiter la portée requise des équipements de levage. Le sol excavé a dû être manipulé deux fois pour être entreposé de l'autre côté de la conduite existante comme l'entreposage au-dessus de celle-ci n'était pas possible.
42 raccordements de conduite étaient prévus, principalement pour les traverses d'obstacles (routes et cours d'eau).	Le cintrage à froid (pliage de conduite en chantier) a limité d'importantes portions de conduites pouvant être mises en tranchée par l'équipe principale, causant la réalisation d'environ 135 raccordements supplémentaires. Environ 25 % du tracé qui était prévu être réalisé par l'équipe de production principale a dû être fait par plusieurs petites équipes de raccordement moins productive.
Les travaux dans les différents postes pourront être réalisés avec peu de contraintes opérationnelles.	La complexité des travaux est supérieure à celle anticipée tout comme les contraintes opérationnelles du réseau d'Énergir et de celui d'Intragaz.
La remise en état des travaux pourrait se faire au fur et à mesure.	Les mesures d'atténuation agronomiques discutées avec l'UPA n'autorisent pas la remise en état en période hivernale.

- 19.2 Veuillez élaborer sur les hypothèses qui ont dû être raffinées lors de l'ingénierie détaillée, notamment, et de manière non exhaustive, sur les exigences mentionnées à la référence (iv). Veuillez expliquer.

Réponse :

Les hypothèses qui ont dû être raffinées lors de l'ingénierie détaillée ont été présentées à la réponse à la question 19.1.

Les exigences d'ingénierie mentionnées à la référence (iv) n'ont pas été modifiées lors de l'ingénierie détaillée.

- 19.3 À la référence (iv), Énergir indique n'avoir jamais réalisé de projet de doublement d'une conduite de transmission dans une servitude existante et mentionne certaines exigences transmises à l'entrepreneur. Veuillez élaborer sur ces exigences et préciser si le fait qu'Énergir n'a jamais réalisé un tel projet a pu avoir un impact sur les coûts additionnels ?

Réponse :

Les exigences transmises à l'entrepreneur devant être respectées lors de réalisation des travaux étaient requises pour assurer l'intégrité de la conduite existante ainsi que la sécurité des travailleurs et du réseau.

Concernant l'impact sur des coûts additionnels, le fait qu'Énergir n'a jamais réalisé un tel projet réside surtout dans le fait qu'elle ne possédait pas de données contemporaines pour évaluer le coût d'un doublement d'une conduite de transmission dans une servitude existante en se basant sur des projets similaires.

L'entrepreneur, quant à lui, a sous-estimé l'impact des exigences transmises affectant principalement la séquence des activités, telles que le cintrage, le soudage, la mise en tranchée ainsi que la quantité d'équipements requise pour réaliser les travaux sans circuler et ni entreposer de sol excavé sur la conduite existante.

- 19.4 Aux références (i) et (iii), Énergir soumet que la réalisation des travaux en période hivernale a eu un impact significatif sur la hausse des coûts. À l'intérieur de l'étape du calendrier projeté intitulée « Réalisation des travaux et mise en service » à la référence (v), veuillez présenter, sous forme de tableau, les travaux initialement prévus selon les trois périodes suivantes : entre septembre et décembre 2022 (période 1), janvier et mars

2023 (période 2), et avril et mai 2023 (période 3), et ceux finalement réalisés pendant ces mêmes périodes.

Réponse :

Tableau Q-19.4
Réalisation des travaux

	Travaux prévus	Travaux réalisés
Période 1 (Septembre à décembre 2022)	Mobilisation Déboisement	Mobilisation Déboisement Forages directionnels
Période 2 (Janvier à mars 2023)	Chemins d'accès Excavation, cintrage, soudure, mise en tranchée et remblai de la conduite Forages directionnels Raccordements Essais de pression Remise en état	Chemins d'accès Excavation, cintrage, soudure, mise en tranchée et remblai de la conduite Forages directionnels
Période 3 (Avril à mai 2023)	Travaux dans les postes Mise en gaz Démobilisation	Raccordements Essais de pression
Été/Automne 2024		Travaux dans les postes Mise en gaz Remise en état Démobilisation

- 19.5 Selon la référence (v), la réalisation des travaux était prévue, dès le début du projet, pendant la période hivernale, soit entre septembre 2022 et mai 2023. Veuillez préciser les aspects reliés aux conditions météorologiques, non pris en compte lors de l'élaboration du projet, qui ont eu un impact à la hausse sur les coûts.

Réponse :

Les conditions météorologiques douces (le sol était plus mou qu'anticipé) ont requis un travail exhaustif et un entretien intensif des chemins d'accès pour assurer leur stabilité. De plus, l'hiver doux a entraîné un report de la date de début des travaux d'installation de la

conduite de la première semaine à la 4^e semaine de janvier. Les conditions météorologiques ont aussi fait en sorte que les parois d'excavation n'ont pas gelé et conséquemment, les volumes de sol à excaver ont doublé par rapport à ceux prévus.

Des mesures d'accélération ont été requises pour s'assurer de terminer les travaux avant la période de dégel et pour conserver un accès au site. Malgré les mesures d'accélération, les travaux ont tout de même pris plus de temps que prévu à réaliser dû à leur complexité. Les frais généraux et les frais accessoires (main d'œuvre interne et services professionnels) ont aussi augmenté proportionnellement à la durée des travaux.

- 19.6 À partir du tableau à la référence (vi), veuillez expliquer, justifier et ventiler la hausse des coûts occasionnée par le raffinement des hypothèses lors de l'ingénierie détaillée et par les changements dans le calendrier d'exécution des travaux, notamment pour les postes budgétaires des lignes B, F et G.

Réponse :

Tableau Q-19.6
Ventilation de la hausse des coûts

Catégorie	Écart	Justification
(B) Services entrepreneurs		
Frais généraux		Prolongation de l'échéancier
Coûts civils		Conditions météorologiques défavorables Double manutention du sol excavé Prolongation de l'échéancier Travaux de remise en état à l'été Augmentation des coûts de carburant et location d'équipement
Coûts mécaniques		Augmentation du nombre de raccordements Productivité inférieure des plus petites équipes Prolongation de l'échéancier Augmentation des coûts de carburant et location d'équipement
(F) Services professionnels		
Services en environnement		Compléments des études environnementales Démarches supplémentaires pour demandes de permis.

Catégorie	Écart	Justification
Agents de liaison		Démarches supplémentaires pour signature des ententes avec les propriétaires. Gestion des demandes des propriétaires pendant les travaux et lors de la remise en état.
Surveillance en environnement		Prolongation de l'échéancier. Surveillance des équipes supplémentaires de l'entrepreneur.
Inspection spécialisée		Prolongation de l'échéancier. Surveillance des équipes supplémentaires de l'entrepreneur.
Réalisation des plans		Transfert de budget initialement prévu en main d'œuvre interne.
Divers		
(G) Postes (vannes et livraison)		
Matériaux		Transfert du budget initialement prévu sur la ligne Matériaux (D).
Main d'œuvre interne		Prolongation de l'échéancier. Surveillance des équipes supplémentaires de l'entrepreneur. Transfert de budget initialement prévu sur la ligne Entrepreneur (B)
Services entrepreneurs		Complexité des travaux et de la séquence. Prolongation de l'échéancier.

19.7 Veuillez confirmer que les travaux prévus pendant les mois de novembre et décembre 2023, mentionnés à la référence (ii), ont bien été réalisés, et dans le budget prévu. Sinon, veuillez expliquer les incidences sur les coûts projetés et sur le calendrier des travaux le cas échéant.

Réponse :

Énergir confirme que les travaux réalisés pendant les mois de novembre et de décembre 2023 l'ont bien été selon le budget prévu.

Énergir rappelle que les données soumises au rapport annuel sont une photo prise au 30 septembre 2023. Les projections de coûts d'un projet d'investissement le sont en fonction des informations disponibles au 30 septembre. Dans le cas d'un suivi de projet pour lequel Énergir ne demande pas à la Régie d'y mettre fin, toutes les informations relatives aux coûts

et à l'échéancier qui auront changé en cours d'année seront présentées au rapport annuel au 30 septembre 2024, avec les explications nécessaires le cas échéant.

- 19.8 Veuillez élaborer quant au degré de confiance d'Énergir de compléter les travaux à l'intérieur du budget prévu à la colonne 3 du tableau de la référence (vi).

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 19.7.

- 19.9 Veuillez valider les valeurs du poste budgétaire de la ligne K du tableau à la référence (vi), puisque l'écart calculé à la colonne 5 ne correspond pas à la valeur indiquée.

Réponse :

Une version révisée de la pièce Énergir-21, Document 1 a été déposée.

Annexe Q-8.3

Projets de remplacement de chaudières

Énergir, dans la perspective de gérer ses équipements de distribution de gaz naturel pour réduire ses coûts ainsi que son empreinte environnementale, a mis en place un plan de remplacement des chaudières dans ses postes de livraison. Le plan priorise les endroits où les chaudières sont les plus vétustes et les moins efficaces. En 2022-2023, les projets ont impliqué le remplacement de chaudières utilisées pour réchauffer le gaz naturel à sa sortie des postes de livraison de Cowansville, Mirabel et Mascouche. Ces nouvelles chaudières, d'une efficacité supérieure, permettront de réduire la consommation de gaz naturel comme combustible utilisé pour réchauffer le gaz naturel sortant des postes.

Réduction de GES à la chaudière de Cowansville

Ainsi, en septembre 2022, Énergir a remplacé une chaudière située au poste de livraison de Cowansville, qui avait été installée en 1983 et dont l'efficacité était d'environ 24 %. La consommation totale de gaz naturel de la nouvelle chaudière, dont l'efficacité est de plus de 70 %, a été, sur une période de 12 mois, d'octobre 2022 à septembre 2023, de 17 450 m³ à pression et température standard (Sm³) comparativement à 58 513 Sm³ au cours des trois années complètes précédentes avec l'ancienne chaudière, soit une moyenne annuelle de 19 504 Sm³.

Ce projet a donc permis de réduire la consommation de gaz naturel de la chaudière de 1 117 Sm³, ou 42 gigajoules (GJ) en comparaison avec le scénario de référence (18 567 Sm³) sur la période de 2022 à 2023 si l'on considère la valeur calorifique moyenne du gaz durant la période visée par le projet, soit de 37,89 GJ/1 000 Sm³. Le tableau suivant présente le résultat de cette diminution.

Écart consommation Scénario de référence vs Actuel (2022-2023)	Facteurs d'émission global du gaz naturel (kg / Sm ³ ou kg / GJ)	Réduction GES (tonnes de CO ₂ éq.)
-1 117	1,9741	2,2
-42	50,64	2,1

Ainsi, les émissions de GES ont été réduites de 2,1 tonnes de CO₂ eq. pour la période 2022-2023 par la réalisation du projet en comparaison avec le scénario de référence. Cette réduction sera récurrente annuellement, proportionnellement au volume de gaz naturel transitant par le poste de livraison.

Réduction de GES à la chaudière de Mirabel

En juin 2022, Énergir a remplacé une chaudière située au poste de livraison de Mirabel, qui avait été installée en 1982 et dont l'efficacité était d'environ 45 %. La consommation totale de gaz naturel de la nouvelle chaudière, dont l'efficacité est d'environ 70 %, a été, sur une période d'un an, de juillet 2022 à juin 2023, de 40 884 Sm³ comparativement à 167 719 Sm³ au cours des trois années complètes précédentes avec l'ancienne chaudière, soit une moyenne annuelle de 55 906 Sm³.

Ce projet a donc permis de réduire la consommation de gaz naturel de la chaudière de 20 471 Sm³, ou 775 GJ en comparaison avec le scénario de référence (61 335 Sm³) sur la période de 2022 à 2023 si on considère la valeur calorifique moyenne du gaz durant la période visée par le projet, soit de 37,89 GJ/1 000 Sm³. Le tableau suivant présente le résultat de cette diminution.

Écart consommation Scénario de référence vs Actuel (2022-2023)	Facteurs d'émission global du gaz naturel (kg / Sm ³ ou kg / GJ)	Réduction GES (tonnes de CO ₂ eq.)
-20 451	1,9741	40,4
-775	50,64	39,2

Ainsi, les émissions de GES ont été réduites de 39,2 tonnes de CO₂ eq. pour la période 2022-2023 par la réalisation du projet en comparaison avec le scénario de référence. Cette réduction sera récurrente annuellement, proportionnellement au volume de gaz naturel transitant par le poste de livraison.

Réduction de GES à la chaudière de Mascouche

Enfin, en octobre 2022, Énergir a remplacé une chaudière située au poste de livraison de Mascouche, qui avait été installée en 1984 et dont l'efficacité était d'environ 23 %. La consommation totale de gaz naturel de la nouvelle chaudière, dont l'efficacité est d'environ 70 %, a été, sur une période de 12 mois, de novembre 2022 à octobre 2023, de 29 466 Sm³ comparativement à 85 965 Sm³ au cours des trois années complètes précédentes avec l'ancienne chaudière, soit une moyenne annuelle de 28 655 Sm³.

Ce projet a donc permis de réduire la consommation de gaz naturel de la chaudière de 3 795 Sm³, ou 144 GJ en comparaison avec le scénario de référence (33 261 Sm³) sur la période de 2021 à 2022 si on considère la valeur calorifique moyenne du gaz durant la période visée par le projet, soit de 37,89 GJ/1 000 Sm³. Le tableau suivant présente le résultat de cette diminution.

Écart consommation Scénario de référence vs Actuel (2022-2023)	Facteurs d'émission global du gaz naturel (kg / Sm ³ ou kg / GJ)	Réduction GES (tonnes de CO ₂ éq.)
-3 795	1,9741	7,5
-144	50,64	7,3

Ainsi, les émissions de GES ont été réduites d'un total de 7,3 tonnes de CO₂ eq. pour la période 2022-2023 par la réalisation du projet en comparaison avec le scénario de référence. Cette réduction sera récurrente annuellement, proportionnellement au volume de gaz naturel transitant par le poste de livraison.

Donc, l'ensemble des trois projets de remplacement des chaudières permettront une réduction globale de 48,6 tonnes de CO₂ eq. pour la période 2022-2023.

Scénarios de référence

Afin de bâtir le scénario de référence, les données issues de la moyenne des trois années précédant le remplacement des chaudières ont été utilisées. Pour la chaudière de Cowansville, un facteur de consommation énergétique par unité de volume transigeant par le poste de livraison a ainsi été établi à $74,62 \times 10^{-3}$ GJ/Sm³ de gaz du poste, alors qu'il a été établi à $72,13 \times 10^{-3}$ GJ/Sm³ de gaz pour le poste de Mirabel et à $78,01 \times 10^{-3}$ GJ/Sm³ de gaz pour le poste de Mascouche. En utilisant, pour la première année d'utilisation de la nouvelle chaudière (2022-2023), le pouvoir calorifique supérieur réel du gaz et le volume de gaz ayant réellement transigé dans les postes de livraison, il a été possible de calculer théoriquement une consommation volumique et énergétique de gaz naturel pour cette même année, si les anciennes chaudières n'avaient pas été remplacées. Ces valeurs représentent le scénario de référence, face auquel la consommation volumique et énergétique des nouvelles chaudières pourra être comparée. Les trois tableaux suivants présentent les valeurs clés associées au scénario de référence et à la situation actuelle suite au remplacement des anciennes chaudières :

Poste de livraison Cowansville (POSL 4021) Chaudière	Scénario de référence 1 an 2022-2023 (basé sur 2019-2022)		Actuel 1 an 2022-2023
	Sommaire 3 ans 2019-2022		
GN de service consommé (Sm3)	58 513	18 567	17 450
Énergie consommée (GJ)	2 217	704	661
Volume du poste (Sm3)	29 711	9 428	9 428
Pouvoir calorifique du gaz (GJ / 1000 Sm3)	37,89	37,89	37,89
GN consommé / volume du poste * 1000	1969,388	1969,388	1850,904
Énergie consommée / volume du poste (GJ/Sm3)	0,0746201	0,0746201	0,0701308

Poste de livraison Mirabel (POSL 4006) Chaudière	Sommaire 3 ans 2019-2022	Scénario de référence 1 an 2022-2023 (basé sur 2019-2022)		Actuel 1 an 2022-2023
GN de service consommé (Sm3)	167 719	61 335		40 884
Énergie consommée (GJ)	6 355	2 324		1 549
Volume du poste (Sm3)	88 099	32 218 ←		32 218
Pouvoir calorifique du gaz (GJ / 1000 Sm3)	37,89	37,89 ←		37,89
GN consommé / volume du poste * 1000	1903,755	1903,755		1268,992
Énergie consommée / volume du poste (GJ/Sm3)	0,0721333 →	0,0721333		0,0480821

Poste de livraison Mascouche (POSL 4049) Chaudière	Sommaire 3 ans 2016-2019	Scénario de référence 1 an 2022-2023 (basé sur 2016-2019)	Actuel 1 an 2022-2023
GN de service consommé (Sm3)	85 965	33 261	29 466
Énergie consommée (GJ)	3 257	1 260	1 116
Volume du poste (Sm3)	41 750	16 154 ←	16 154
Pouvoir calorifique du gaz (GJ / 1000 Sm3)	37,89	37,89 ←	37,89
GN consommé / volume du poste * 1000	2059,021	2059,021	1824,092
Énergie consommée / volume du poste (GJ/Sm3)	0,0780163 →	0,0780163	0,0691149

Modification de la méthode de localisation des infrastructures

Énergir a débuté le déploiement en 2021 d'une nouvelle approche de localisation de ses infrastructures souterraines par l'envoi d'un rapport de localisation sur croquis aux demandeurs de certaines catégories de travaux, évitant ainsi le déplacement d'un technicien d'Énergir pour effectuer le marquage. Cette approche s'est poursuivie en 2022 -2023, ainsi entre le 1^{er} octobre 2022 et le 30 septembre 2023, 6939 déplacements de techniciens ont été évités.

Selon l'expérience d'Énergir, il est estimé qu'un déplacement entre deux localisations est d'une durée approximative de 25 minutes. Comme les véhicules ont une vitesse de déplacement moyenne mesurée de 41,4 km/h, on peut estimer que 119 698 km de déplacements ont été évités par le projet :

$$6939 \text{ déplacements} \times 25 \text{ minutes} \times 41,4 \text{ km/heure} \times 1\text{hr}/60\text{min} = 119\,698 \text{ km}$$

Ainsi, le projet aura réussi à éviter la consommation de 23 940 litres d'essence durant la période 2022-2023 en comparaison avec le scénario de référence. Le tableau suivant présente le résultat de cette diminution :

Rapport de localisation sur croquis	Consommation d'essence (L d'essence par km)	Distance parcourue 2021-2022 (km)	Volume d'essence consommée (L)	Facteur d'émission global de l'essence (g CO ₂ éq. / L)	Émission de GES (tonnes des CO ₂ éq.)
Scénario de référence	0,2	119697,75	23940	2317,4	55,5
Scénario rapport de localisation sur croquis	0	0	0,0	0,0	0,0
Réduction vs scénario réf.			23940		55,5

Ainsi, les émissions de GES ont été réduites d'un total de 55,5 tonnes de CO₂ eq. pour la période 2022-2023 par la réalisation du projet en comparaison avec le scénario de référence. Cette réduction sera récurrente annuellement, proportionnellement au nombre de rapports de localisation sur croquis ayant été envoyés aux demandeurs en remplacement du marquage effectué par un technicien d'Énergir.