

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 10 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE À LA 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**

CLIENTS AU TARIF D₅ INCAPABLES DE S'INTERROMPRE

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0173](#), p. 8, réponse à la question 1.3;
 - (ii) Pièce [B-0162](#), p. 6;
 - (iii) Pièce [B-0163](#), article 14.4.6;
 - (iv) Pièce [B-0232](#), p. 8.

Préambule :

(i) Énergir indique que les critères finaux pour établir qu'un client sera réputé incapable de s'interrompre ne sont pas encore déterminés et sont en cours d'analyse par Énergir.

(ii) « 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.

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

(iii) « 14.4.6 INTERRUPTIONS

1. Le distributeur doit, sur une base annuelle, accorder la priorité de service aux clients interruptibles selon l'ordre croissant des paliers et, dans la mesure du possible, à l'intérieur de chacun des paliers, selon l'ordre décroissant des prix, tout en respectant le nombre maximum de jours d'interruption.

Le nombre maximum de jours d'interruption est déterminé selon la grille suivante :

somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			nombre maximum de jours d'interruption*	
palier D _s	compris entre m ³ /jour	et m ³ /jour	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	##54	##20
5.6	10 000	30 000	##54	##20
5.7	30 000	100 000	##55	##30
5.8	100 000	300 000	##56	##30
5.9	300 000	et plus	##58	##30

* applicable jusqu'à concurrence du volume projeté

[...] . »

(iv) Énergir demande l'autorisation d'appliquer provisoirement, à compter du 1^{er} octobre 2023, les taux, le nombre maximum de jours d'interruption et les grilles tarifaires soumis pour approbation présentés aux pièces B-0225 et B-0226. Le nombre maximum de jours d'interruption est établi comme suit :

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption*	
Palier D _s	compris entre m ³ /jour	et m ³ /jour	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	61	20
5.6	10 000	30 000	61	20
5.7	30 000	100 000	44	30
5.8	100 000	300 000	62	30
5.9	300 000	et plus	67	30

* Applicable jusqu'à concurrence du volume projeté.

Demandes :

1.1 Veuillez présenter les critères en cours d'analyse par Énergir, en référence (i), pour établir qu'un client sera réputé incapable de s'interrompre.

Réponse :

Les critères étudiés liés à la capacité à s'interrompre durant les 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, ainsi qu'une preuve de réservation de GAI pour l'hiver à venir.

1.2 Veuillez indiquer si Énergir appliquera la première modalité de l'article 14.4.6 pour déterminer le nombre de jours où le client réputé incapable de s'interrompre aurait normalement été interrompu. Le cas échéant, veuillez expliquer.

Réponse :

Énergir le confirme. Plus précisément, comme indiqué à la réponse à la question 1.13 de la demande de renseignements n° 4 de la FCEI¹, Énergir ne considérera que les clients qui « *auraient normalement été interrompus* » lors des journées où le palier-volet auquel ils sont assujettis aura été interrompu.

¹ Pièce B-0208, Énergir-T, Document 18.

PRÉVISION DE LA JOURNÉE DE POINTE

2. **Références :** (i) Pièce [C-FCEI-0034](#), p. 2 à p. 5;
(ii) Pièce [B-0217](#), p. 32.

Préambule :

(i) « La FCEI n'est pas convaincue par l'évaluation du besoin de la journée de pointe réalisée par Énergir. Premièrement, elle suspecte que l'appréciation d'Énergir quant à la correspondance entre la variation des volumes projetés et la variation de la pointe est erronée. En réponse à la question 6.3 de la FCEI, Énergir présente l'évaluation de la demande projetée en journée de pointe sur la base des données de 2021-2022. L'étape 4 de cette analyse présente l'évaluation finale du besoin de pointe incluant la mise à jour de tous les paramètres. À cette étape, la ligne 75 présente un ajustement pour la demande 2023-2024 de 1 015 103 m³ /j. Or, la preuve d'Énergir suggère qu'il devrait être beaucoup plus faible, voire négatif lorsque la régression repose sur l'année 2021-2022.

La FCEI reproduit ci-dessous la section 1.3 tirée de la preuve d'Énergir.

1.3 DÉTAIL DU CALCUL DU FACTEUR D'AJUSTEMENT

- 1 Le tableau ci-dessous présente le détail du calcul du facteur d'ajustement appliqué à la
2 demande de pointe de la clientèle visée par la régression selon l'année de référence de la
3 régression utilisée pour la Cause tarifaire 2023-2024, et les quatre dernières années de
4 référence. Énergir a également calculé l'année 2021-2022 à des fins de comparaison.

Tableau 3

(10 ³ m ³)	Année de référence de la régression				
	CT 2024 2019-2020 Froide	2021-2022 Froide	2020-2021 Chaude	2019-2020 Froide	2018-2019 Froide
Calcul du facteur d'ajustement					
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	2 581 571	2 603 214	2 500 316	2 580 097	2 556 433
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin (B)	2 642 469	2 591 263	2 667 068	2 635 979	2 622 884
3 Ajustement pour la demande (C=B/A)	1,0236	0,9954	1,0667	1,0260	1,0260
<hr/>					
4 Demande pointe selon régression (D)	30 575	31 549	29 952	30 724	30 391
5 Demande pointe année témoin (E=DxC) (Clients visés par la régression)	31 297	31 404	31 950	31 387	31 181
6 Comparaison vs		0,34%	1,74%	-1,76%	-0,66%

Énergir y présente le calcul du facteur d'ajustement. On peut y constater que le facteur Ajustement pour la demande y est de 0,9954 lorsque la régression repose sur les données de 2021-2022, ce qui suggère un modeste ajustement négatif, contre 1,0260 lorsqu'elle repose sur les données 2019-2020, ce qui suggère un ajustement positif assez important. Pourtant, l'ajustement appliqué lors

de l'évaluation du besoin de pointe basée sur les données de 2021-2022 ($1\,015\,10^3\text{m}^3/\text{j}$) est presque équivalent à celui reposant sur les données 2019-2020 qui est de $1\,024\,10^3\text{m}^3/\text{j}$. Il semble donc y avoir une incohérence entre les ajustements pour la demande présentés au tableau 3 de la preuve d'Énergir et ceux très similaires appliqués à l'étape 4 de l'analyse du besoin de pointe. L'écart entre 1,0260 et 0,9954 représente environ 3 %. Considérant que le résultat de régression est de l'ordre de $30\,000\,10^3\text{m}^3/\text{j}$, la FCEI évalue que l'ajustement devrait être environ $900\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ moindre lorsque les données 2021-2022 sont utilisées. Cela résulterait en un besoin de pointe de l'ordre de $36\,586\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ plutôt que les $37\,486\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ obtenus par Énergir en réponse à la DDR de la FCEI.

[...]

Considérant ce qui précède, la FCEI recommande à la Régie de demander à Énergir de présenter le détail des calculs des ajustements appliqués à l'étape 4 de l'évaluation du besoin de capacité à la journée de pointe 2023-2024 pour les régressions basées sur les données de 2019-2020 et 2020-2021 en réconciliant ceux-ci avec les résultats présentés au tableau 3 reproduit ci-dessus. En l'attente des réponses à ces questionnements, elle réserve ses recommandations quant à l'évaluation du besoin de capacité de la journée de pointe. »

[Nous soulignons et notes de bas de page omise]

Demandes :

- 2.1 Veuillez présenter le détail des calculs des ajustements appliqués à l'étape 4 de l'évaluation du besoin de capacité à la journée de pointe 2023-2024 pour les régressions basées sur les données de 2019-2020 et 2020-2021 en réconciliant ceux-ci avec les résultats présentés au tableau 3, tel que recommandé par la FCEI en référence (i).

Réponse :

Énergir estime nécessaire de recadrer l'information présentée dans le tableau 3 de l'annexe 4 de la pièce B-0217, Énergir-H, Document 3 portant sur le calcul du facteur d'ajustement.

Lors des années précédant la Cause tarifaire 2022-2023, la colonne 1 du tableau 3 présentait la régression pour l'année de la cause tarifaire en cours, alors que les colonnes 2 à 4 représentaient l'historique des régressions pour les causes tarifaires précédentes. Les taux d'ajustement n'étaient pas comparables d'une année à l'autre sans considérer les autres facteurs comme l'année de base et le volume d'hiver projeté selon la régression.

Depuis la Cause tarifaire 2022-2023, une nouvelle colonne a été ajoutée au tableau 3 afin de comparer l'utilisation de deux années de base différentes.

Une erreur s'est glissée dans le tableau 3 de l'annexe 4 de la pièce B-0217, Énergir-H, Document 3 lors du dépôt de la Cause tarifaire 2023-2024 : une version révisée de cette pièce est déposée avec les corrections nécessaires. Les volumes à la ligne 2 dans les colonnes 1 et 2 devraient être le même, soit $2\,642\,469\,10^3\text{m}^3$. Le facteur d'ajustement en utilisant l'année de base 2021-2022 devrait alors être égal à 1,0151, qui correspond au facteur indiqué à la

ligne 75 du tableau présenté en réponse à la question 6.3 de la demande de renseignements n° 2 de la FCEI². Par ailleurs, Énergir précise également que ce n'est pas un volume qui est présenté à ligne 75 de ce dernier, mais un facteur multiplicatif. Le facteur multiplicatif dépend de l'année de référence choisie et ne peut être analysé de manière isolée. Le facteur d'ajustement permet de redresser la consommation projetée en utilisant les paramètres de régression d'une année de base donnée en fonction des volumes d'hiver visés par l'année témoin (soit la cause tarifaire correspondante).

Les volumes d'hiver projetés en se basant sur les données de l'hiver 2019-2020 sont de 2 581 571 m³, et un facteur d'ajustement de 1,024³ doit être appliqué pour rehausser ce volume à celui de la Cause tarifaire 2023-2024 de 2 642 469 10³m³. En comparaison, en utilisant les données de l'hiver 2021-2022, les paramètres de régression sont plus « forts » et viennent d'emblée projeter un volume d'hiver projeté plus élevé à 2 603 214 10³m³. Pour rehausser ce volume à celui de la Cause tarifaire 2023-2024, un facteur d'ajustement plus faible est nécessaire qu'en utilisant les données de l'hiver 2019-2020. Ainsi, en se basant sur les données de l'hiver 2021-2022, malgré un facteur d'ajustement plus faible à 1,015, comme les facteurs de régression sont plus « forts », le besoin de pointe pour les clients visés par la régression aurait été de 32 025 10³m³ plutôt que 31 297 10³m³.

En plus de l'évaluation du besoin de capacité à la journée de pointe basée sur les données de 2019-2020⁴ et sur les données de 2021-2022⁵, Énergir joint le tableau ci-dessous, qui présente l'évaluation du besoin de capacité à la journée de pointe basée sur les données de 2020-2021, une année frappée pleinement par la pandémie de la COVID-19. Les volumes d'hiver projetés seraient de 2 506 232 10³m³, soit des volumes d'hiver projetés plus faibles que les volumes projetés en utilisant l'année de référence 2019-2020 ou 2021-2022. Le facteur d'ajustement appliqué serait de 1,054 et serait le plus élevé entre les trois années de référence. La journée de pointe serait de 31 538 10³m³.

Enfin, en ce qui a trait à l'aspect de la cohérence, les données de la Cause tarifaire 2021-2022 viennent appuyer l'évaluation effectuée par Énergir. Effectivement, en 2021-2022, les volumes projetés par la régression étaient de 2 580 097 10³m³ et la demande visée pour l'hiver 2021-2022 s'établissait à 2 635 797 10³m³, ce qui faisait en sorte que le facteur d'ajustement calculé était de 1,022, avec une demande de pointe à 31 387 10³m³. Les résultats pour la Cause tarifaire 2023-2024 sont très similaires, avec un volume projeté à 2 581 571 10³m³, une demande visée à 2 642 469 10³m³, et une demande de pointe à 31 297 10³m³. La proximité des résultats, pour des facteurs d'évaluation et des demandes semblables, démontre la raisonnable et la cohérence du calcul pour l'année 2023-2024.

² Pièce B-0175, Énergir-T, Document 5.

³ Pièce B-0217, Énergir-H, Document 3, annexe 4, tableau 2, ligne 75.

⁴ Pièce B-0217, Énergir-H, Document 3, annexe 4, tableau 2.

⁵ Pièce B-0175, Énergir-T, Document 5, réponse à la question 6.3.

**ÉVOLUTION DE LA DEMANDE PROJETÉE EN JOURNÉE DE POINTE
POUR LA CAUSE TARIFAIRE 2023-2024**

1 - Cause 2022-2023		Décembre à Mars	Commentaires
Demande normale projetée (10³m³)			
1	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 251 119	
2	Clients continus en combinaison tarifaire	376 011	
3	Clients 4.9 et 4.10	192 337	
4	Client biogaz en réseau dédié	11 412	
5	Autres	14 644	Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr/>			
6	Année de régression	2019-2020	Année utilisée à la Cause 2022-2023
7	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
8	Base	8 472	
9	DJt	403	
10	DJt-1	106	
11	DJtxDVt	3	
12	Paramètres journée de pointe		
13	DJt	36,60	Paramètres utilisés à la Cause 2022-2023 réchauffés
14	DJt-1	39,17	
15	DJtxDVt	1 154,86	
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)			
16	Pointe selon formule de régression	30 614	
17	Ajustement pour la demande 2022-2023	1,035	
18	Pointe clients continus purs et Autres	31 683	
19	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 412	
20	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
21	Client biogaz en réseau dédié	97	
22	Journée de pointe = maximum	37 113	
<hr/>			
2 - Cause 2022-2023 - Changement de l'année de référence pour la régression			
23	Année de régression	2020-2021	
24	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)		
25	Base	8 278	
26	DJt	382	
27	DJt-1	90	
28	DJtxDVt	4	
29	Paramètres journée de pointe		
30	DJt	36,60	Paramètres utilisés à la Cause 2022-2023 réchauffés
31	DJt-1	39,17	
32	DJtxDVt	1 154,86	
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)			
33	Pointe selon formule de régression	29 952	
34	Ajustement pour la demande 2022-2023	1,035	
35	Pointe clients continus purs et Autres	30 998	
36	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 412	
37	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922	
38	Client biogaz en réseau dédié	97	
39	Journée de pointe = maximum	36 428	
40	Variation de la pointe - Paramètres de la régression	-685	Impact des paramètres de la régression basé sur l'hiver 2020-2021 (I.39 - I.22)

3 - Cause 2022-2023 - Changement de l'année de référence pour les paramètres de la journée de pointe		
41	Année de régression	2020-2021
42	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	
43	Base	8 278
44	DJt	382
45	DJt-1	90
46	DJtxDVt	4
47	Paramètres journée de pointe	
48	DJt	36,54
49	DJt-1	39,13
50	DJtxDVt	1 151,03
		Paramètres utilisés à la Cause 2023-2024 réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)		
51	Pointe selon formule de régression	29 912
52	Ajustement pour la demande 2022-2023	1,035
53	Pointe clients continus purs et Autres	30 957
54	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 412
55	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922
56	Client biogaz en réseau dédié	97
57	Journée de pointe = maximum	36 387
58	Variation de la pointe - Paramètres de la journée de pointe	-41
		Impact des paramètres de la journée de pointe 2023-2024 (I.57 - I.39)
4 - Cause Tarifaire 2023-2024		
		Décembre à Mars
Demande normale projetée (10³m³)		
59	Clients continus purs excluant 4.9 et 4.10	2 235 303
60	Clients continus en combinaison tarifaire	387 495
61	Clients 4.9 et 4.10	192 337
62	Client biogaz en réseau dédié	14 600
63	Autres	14 676
		Gaz perdu, gaz utilisé par la compagnie
<hr/>		
64	Année de régression	2020-2021
65	Paramètres de régression (10 ³ m ³ /unité)	
66	Base	8 278
67	DJt	382
68	DJt-1	90
69	DJtxDVt	4
70	Paramètres journée de pointe	
71	DJt	36,54
72	DJt-1	39,13
73	DJtxDVt	1 151,03
		Paramètres utilisés à la Cause 2023-2024 réchauffés
Calcul de la demande en journée de pointe (10³m³)		
74	Pointe selon formule de régression	29 912
75	Ajustement pour la demande 2023-2024	1,054
76	Pointe clients continus purs et Autres	31 538
77	Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	3 443
78	Volumes maximums observés clients 4.9 et 4.10	1 922
79	Client biogaz en réseau dédié	119
80	Journée de pointe = maximum	37 021
81	Variation de la pointe - Demande 2023-2024	634
		Impact de la variation de la demande 2023-2024 (I.80 - I.57)
82	Sommaire des variations	
83	Impact du changement de l'année de régression	-685 ligne 40
84	Impact du changement des paramètres de la journée de pointe	-41 ligne 58
85	Impact de la variation de la demande du service continu	634 ligne 81
86	Variation totale de la pointe vs Cause Tarifaire 2022-2023	-92

- 2.2 Sur la base des calculs déposés en réponse à la question précédente, veuillez commenter l'impact sur l'évaluation du besoin de la capacité pour la journée de pointe 2023-2024, notamment sur le besoin d'outils d'approvisionnement et les coûts.

Réponse :

En sus des explications données en réponse à la question 2.1, Énergir a également analysé les résultats en les comparant à ceux obtenus dans la Cause tarifaire 2022-2023.

Le volume de consommation continue d'hiver projeté est de 2 667 068 10³m³ dans la Cause tarifaire 2022-2023 et de 2 642 469 10³m³ dans la Cause tarifaire 2023-2024, soit une diminution de 1 %. Quant à la journée de pointe projetée, elle est de 37 113 10³m³ à la Cause tarifaire 2022-2023 et serait de 37 486 10³m³ à la Cause tarifaire 2023-2024 si l'année de référence 2021-2022 était retenue, soit une augmentation de 1 %. En constatant que la pointe a évolué dans le sens inverse des volumes de consommation en hiver, Énergir a tenté de trouver une explication et a observé le saut important dans le facteur DJ * V. C'est pourquoi Énergir a proposé d'utiliser l'année 2019-2020 comme année de référence : ce faisant, la pointe projetée est de 36 780 10³m³.

L'utilisation de l'année de référence 2021-2022 au lieu de 2019-2020 aurait alors comme conséquence d'augmenter la pointe de 706 10³m³. En l'absence de disponibilité des outils sur le marché au moment de la rédaction de cette réponse, le coût associé au service de pointe nécessaire pour répondre au besoin de pointe supplémentaire est estimé à [REDACTED]. Cette estimation est conservatrice dans un marché où peu d'outils de transport sont disponibles.

⁶ R-4177-2021, pièce B-0140, Énergir-H, Document 3, annexe 5, tableau 3, colonne 1, ligne 2.

CONTRAT D'ACHAT DE GSR

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0059](#), p. 1;
 - (ii) Pièce [B-0190](#), Annexe Q-2.1;
 - (iii) Pièce [B-0190](#), p. 3, réponse à la question 2.1;
 - (iv) Tableau produit par la Régie.

Préambule :

(i) Énergir présente sa prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR pour les années 2024 à 2027.

(ii) Énergir présente une mise à jour de sa prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR pour les années 2024 à 2027 afin de prendre en compte les quatre contrats signés en 2023.

(iii) « Les pièces du plan d'approvisionnement étant produites sur une base prévisionnelle, les volumes et prix associés aux différents contrats de GSR sont fixés plusieurs semaines avant le dépôt des pièces à la Régie. Les contrats en référence (ii) et (iii) ayant été signés la veille ou après le dépôt, ils n'ont pas été pris en compte dans les prévisions tarifaires. C'est pourquoi Énergir propose de ne pas mettre à jour les pièces B0140 et B0142, au même titre qu'elle ne met pas à jour les autres éléments de la cause tarifaire à la suite de l'obtention de nouvelles informations ».

(iv) À partir des références (i) et (ii), la Régie produit le tableau suivant.

Approvisionnement en GSR ¹		2023-2024			2024-2025			2025-2026			2026-2027		
		B-0190	B-0059	Écart	B-0190	B-0059	Écart	B-0190	B-0059	Écart	B-0190	B-0059	Écart
Ligne	(10 ³ m ³)												
6 et 7	Achat direct	2 700	2 700	0	3 607	3 607	0	3 607	3 607	0	3 607	3 607	0
8	En territoire approuvé ²	30 604	28 548	2 056	37 467	34 637	2 830	40 718	37 815	2 903	40 662	37 759	2 903
9	En territoire non approuvé ³	0	1 983	-1 983	4 733	7 563	-2 830	51 772	54 675	-2 903	72 138	75 041	-2 903
10	Hors territoire approuvé ²	96 108	96 108	0	150 418	108 191	42 227	161 147	108 363	52 784	163 786	111 002	52 784
11	Hors territoire non approuvé ³	0	0	0	27 773	70 000	-42 227	67 216	120 000	-52 784	127 216	180 000	-52 784
12	Total volumes GSR	129 412	129 339	73	223 998	223 998	0	324 460	324 460	0	407 409	407 409	0

¹ Les achats directs en territoire sont inclus à la ligne 14, les achats de gaz de réseau GSR en territoire sont inclus à la ligne 18 et les achats de gaz de réseau GSR hors territoire sont inclus à la ligne 20 de la pièce Énergir-H, Document 3, annexe 6.

² Contrats d'achats respectant les caractéristiques approuvées par la Régie dans la décision D-2023-022.

³ Contrats d'achats non signés. Certains de ces contrats nécessiteront une approbation spécifique de la Régie.

Demande :

3.1 À la référence (iii), Énergir indique que les quatre contrats signés en 2023 n'ont pas été pris en compte dans ses prévisions tarifaires. Or, le tableau de la référence (iv) semble montrer que les volumes de ces contrats étaient déjà pris en compte, mais en tant que contrats d'achats non signés, soit aux lignes 9 et 11 de la pièce B-0059. Veuillez commenter.

Réponse :

Les contrats ont effectivement été pris en compte dans les prévisions tarifaires dans les lignes 9 et 11. Dans la référence (iii), plus particulièrement l'extrait « *ils n'ont pas été pris en compte dans les prévisions tarifaires* », Énergir voulait dire que ces contrats n'ont pas été considérés comme étant signés. À ce moment, Énergir entretenait des discussions commerciales avec les contreparties des quatre contrats mentionnés plus haut, et ce, dans l'objectif de les signer.

Les approvisionnements indiqués aux lignes 9 et 11 représentent la somme des contrats signés nécessitant l'approbation de la Régie et une estimation des contrats en territoire et hors territoire qu'Énergir anticipe signer à travers ses mécanismes d'approvisionnement en GSR.

4. **Références :** (i) Pièce [B-0187](#), p. 39;
(ii) Dossier R-4008-2017, décision [D-2023-022](#), p. 52 et 53.

Préambule :

- (i) Énergir présente une mise à jour du suivi des inventaires de GSR.
- (ii) « [198] *Depuis la décision D-2021-158, Énergir dispose de la capacité de garder en inventaire des volumes de GSR pendant une période de 24 mois, ce qui lui confère la flexibilité suffisante afin de constituer un inventaire de GSR lui permettant de pallier ces aléas et elle souhaite en bénéficier.*

[199] Cependant, si aucune limite de volume de GSR n'est imposée et qu'Énergir conserve un inventaire trop important de volumes de GSR sans être en mesure de les écouler à l'intérieur d'une période de 24 mois, elle devra s'en départir en les transférant au Tarif Gaz de réseau. Énergir devra alors inclure les surcoûts au Tarif GSR. Cela risque de porter atteinte à la compétitivité du GSR en générant une pression à la hausse sur le prix. Comme il sera discuté à la prochaine section, le prix du GSR semble déjà plus élevé que ce que les clients volontaires sont prêts à déboursier. La Régie est ainsi appelée à concilier la flexibilité recherchée par Énergir et la viabilité du Tarif GSR qui serait mis sous pression par des volumes de GSR en inventaire trop importants ».

[Nous soulignons et note de bas de page omise]

Demande :

- 4.1 Étant donné la préoccupation de la Régie exprimée à la référence (ii), veuillez commenter la possibilité de fournir, lors de prochaines demandes d'approbation des caractéristiques de contrats d'achat de GSR, l'impact du ou de(s) contrat(s) visé(s) sur l'inventaire de GSR de la référence (i).

Réponse :

Énergir soumet que cette information sort du cadre de l'approbation spécifique d'un contrat de GSR. L'évolution et le traitement de l'inventaire de GSR sont déjà abordés par Énergir à travers différents suivis auprès de la Régie.

Énergir contracte des volumes de GSR au meilleur coût pour sa clientèle afin d'atteindre ses cibles réglementaires. La décision D-2023-022 vient clarifier les critères à respecter pour l'approbation des contrats d'approvisionnement en GSR, notamment la limite de volumes de GSR pouvant être contractés sans approbation spécifique de la Régie. Cette décision clarifie également les exigences de la Régie pour l'approbation de contrats.

La décision sur l'Étape C du dossier R-4008-2017⁷ vient quant à elle clarifier le traitement des volumes invendus. En effet, selon cette décision, Énergir est tenue chaque année de socialiser les volumes de GSR invendus jusqu'à la cible réglementaire de l'année en cours. Les coûts de cette socialisation forment alors le tarif de verdissement. La commercialisation du GSR permet de réduire les volumes invendus et, par conséquent, les coûts du tarif de verdissement. À cet effet, Énergir poursuit ses efforts de commercialisation de GSR auprès de la clientèle volontaire et dépose notamment à la Régie un suivi trimestriel détaillant l'évolution de sa stratégie de commercialisation du GSR.

La commercialisation du GSR, le tarif de verdissement et le suivi de l'inventaire de GSR à la Cause tarifaire permettent à Énergir de gérer l'inventaire de GSR et de bénéficier de la flexibilité recherchée tout en maintenant la compétitivité du GSR et en permettant à la Régie d'obtenir l'information pertinente en temps opportun. Cependant, Énergir ne propose pas d'inclure cette information dans les prochaines demandes d'approbation des caractéristiques de contrats de GSR.

⁷ Décision D-2021-158.

COÛTS DU SPEDE LIÉS AU GSR

5. **Références :** (i) Pièce [B-0189](#), p. 5;
(ii) Pièce [B-0052](#), p. 11;
(iii) Tableau produit par la Régie.

Préambule :

(i) « Bien que le seuil de 50 000 \$ soit dépassé, l'impact des coûts du SPEDE lié au GSR sur le tarif du service SPEDE général demeure marginal, comme le présente le tableau suivant :

Tableau 1

Montant estimé coûts SPEDE GSR pour l'année 2023-2024	Volumes du SPEDE vendus pour l'année 2023-2024	Impact sur le taux du SPEDE
(\$)	(10 ³ m ³)	(¢/m ³)
77 808	3 130 337	0,0025

En supposant un tarif moyen du SPEDE de 10,867 ¢/m³, cela représente un effet à la hausse d'environ 0,02 % sur le prix du SPEDE des clients. Cet impact est atteint en supposant des livraisons de GSR atteignant 2 % des volumes totaux de distribution de gaz naturel.

L'impact sur le prix du service du SPEDE a également été évalué en supposant une demande de GSR plus élevée. Ainsi, Énergir estime que dans les conditions actuelles, en prenant une demande de la clientèle volontaire de GSR de 10 % des volumes totaux de distribution, les coûts du SPEDE GSR seraient de 972 602 \$. Cela représente une variation de 0,031 ¢/m³, soit une augmentation d'environ 0,30 % par rapport au tarif projeté pour l'année 2023-2024 ».

[Nous soulignons et notes de bas de page omise]

(ii) Énergir présente sa projection des taux du SPEDE par source d'énergie de 2024 à 2027.

Année civile	Gaz naturel	Mazout n° 2	Mazout n° 6
	(¢can/m ³)	(¢can/l)	(¢can/l)
2024	13,20	18,79	21,61
2025	14,14	20,11	23,14
2026	15,09	21,47	24,70
2027	16,72	23,79	27,36

(iii) À partir des références (i) et (ii), la Régie produit le tableau suivant.

Année tarifaire	Livraisons de GSR (% volumes totaux)	Montant estimé coûts SPEDE GSR (\$)	Volumes du SPEDE vendus	Taux du SPEDE (¢/m ³)		
				Général	GSR	Var.
2023-2024	2 %	77 808	3 130 337	10,867	0,0025	0,02%
2025-2026	5 %			14,140		
2028-2029	7 %			16,720		
2030-2031	10 %					

Demande :

5.1 La Régie note, de la référence (i), qu'Énergir évalue l'impact de sa proposition uniquement sur l'année 2023-2024. Or, comme indiqué à la référence (ii), Énergir prévoit une augmentation des taux du SPEDE au cours des prochaines années. Afin d'évaluer l'impact de la proposition à l'horizon 2030-2031, veuillez compléter et commenter le tableau de la référence (iii).

Réponse :

Il est à noter que les projections de taux du SPEDE pour le gaz naturel présentées au tableau de la référence (ii) correspondent essentiellement aux prévisions de prix annuels des unités d'émission, ramenées en ¢/m³. Les projections diffèrent donc des tarifs du SPEDE d'Énergir, selon la stratégie d'achats appliquée. Afin de fournir une estimation plus juste, les taux du SPEDE-Général du tableau ci-après sont donc le reflet des tarifs projetés d'Énergir.

Année tarifaire	Livraisons GSR (% vol. totaux)	Estimé coûts SPEDE (GSR) \$	Volumes du SPEDE vendus ⁽¹⁾	Taux du SPEDE (¢/m ³)		
				Général ⁽²⁾	GSR	Var.
2023-2024	2%	77 808	3 130 337	10,867	0,0025	0,02%
2025-2026	5%	207 332	2 898 718	11,609	0,0072	0,06%
2028-2029	7%	423 998	2 753 743	17,492	0,0154	0,09%
2030-2031	10%	673 758	2 485 253	20,026	0,0271	0,14%

(1) 2025-2026 : voir tableau 1 de la pièce B-0064, Énergir-J, Document 6, *Émissions des clients à couvrir (QC.30)*, excluant GSR.
2028-2029 : voir tableau 2 de la pièce B-0064, Énergir-J, Document 6, *Émissions des clients à couvrir (QC.30)*, excluant GSR.
2030-2031 : déterminé à partir des volumes de 2028-2029 en projetant une baisse de 5 % pour chacune des deux années suivantes.

(2) Correspond au tarif du SPEDE d'Énergir prévu pour chacune des années financières, à partir des modèles prévisionnels des CFR SPEDE. Ces modèles sont établis à partir des prévisions de prix des unités d'émission pour les années 2024-2030, comme présenté au tableau 4 de la pièce B-0065, Énergir-J, Document 6. Les projections des CFR-SPEDE étant disponibles jusqu'en 2029, le tarif de 2030-2031 a été établi en appliquant une inflation annuelle de 7 % pour chacune des deux années suivantes sur le taux du SPEDE de 2028-2029.

Dans la pièce Énergir-Q, Document 1 (B-0189 en référence (i) ou B-0223 depuis le 11 juillet 2023), Énergir estimait à 972 602 \$ les coûts du SPEDE GSR en supposant une demande volontaire de 10 % dans les conditions actuelles. Une erreur s'est glissée dans l'évaluation de ce montant : les coûts estimés seraient plutôt de 389 041 \$. Une version révisée de la pièce Énergir-Q, Document 1 est déposée pour refléter ce changement.

TARIF DE RÉCEPTION

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0135](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0168](#), p. 1, réponse à la question 1.1;
 - (iii) Pièce [B-0226](#), p. 7 et 13.

Préambule :

(i) « Énergir a donc proposé de limiter les coûts de conduite sur lesquels le taux de 4 % doit s'appliquer. Cette limite a été fixée à 30 % de la proportion de coûts des conduites par rapport à l'investissement total. Le taux de 4 % continue de s'appliquer sur l'ensemble des coûts du poste d'injection et le total des coûts de catégorie C récupérés auprès des producteurs touchés représente au minimum 2 % de l'investissement global ». Cette méthodologie est approuvée par la décision [D-2022-123](#).

(ii) « [...] Le montant de 86 161 \$ [...] reflète un taux de 4 % des coûts d'investissement finaux une fois le projet complété, soit de 2 154 020 \$ ».

(iii) Énergir dépose le détail du coût de service pour les points de réception pour l'année 2023-2024. Pour le point de réception WAGA (Saint-Étienne-des-Grès), le coût du volet Distribution s'élève à 86 161 \$. Énergir précise que ce coût est établi selon la méthodologie approuvée dans la décision D-2022-123 (présentée en référence (i)).

Demande :

6.1 Veuillez ventiler les coûts d'investissement finaux présentés en référence (ii) entre les coûts de conduite et ceux du poste d'injection et concilier le montant de 86 161 \$ selon la méthodologie présentée en référence (i). Veuillez également présenter le même calcul d'application de cette méthodologie pour le point de réception CBTM.

Réponse :

Le tableau suivant présente le calcul d'application de la méthodologie approuvée par la décision D-2022-123. Lorsque la portion de coûts de conduites est de plus de 30 %, les coûts de distribution non liés au réseau gazier sont de 4 % du total ajusté des coûts du projet.

		WAGA (Saint-Étienne-des-Grès)	CTBM (Saint-Pie)
a	Coûts conduites (\$)	178 644	1 901 789
b	Autres coûts sans conduites (\$)	1 975 376	2 474 922
c	Total des coûts du projet (\$) (a + b)	2 154 020	4 376 711
d	Pourcentage conduites (%) (a ÷ c)	8 %	43 %
Si coûts conduites > 30 %			
e	Coûts conduites (\$) (30 % * c)	s.o.	1 313 013
f	Autres coûts sans conduites (\$) (b)	s.o.	2 474 922
g	Total ajusté des coûts du projet (\$) (e + f)	s.o.	3 787 935
h	Coûts de distribution non liés au réseau gazier	86 161	151 517