

RÉGIE DE L'ÉNERGIE
DOSSIER R-4287-2024 – CAUSE TARIFAIRE 2025-2026 d'ÉNERGIR
Phase 2

RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 2 DU
REGROUPEMENT POUR LA TRANSITION,
L'INNOVATION ET L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES (RTIÉÉ)

TABLE DES MATIÈRES

A.	APPROVISIONNEMENT GAZIERS ET FLEXIBILITÉ STRATÉGIQUE	1
B.	PRÉVISION (HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES) ET SCÉNARIO DE BASE	5
C.	PROGRAMME D'ENTRETIEN PRÉVENTIF	13
D.	GSR – STRATÉGIE, COMMERCIALISATION ET IMPACT TARIFAIRE	15

A. APPROVISIONNEMENT GAZIERS ET FLEXIBILITÉ STRATÉGIQUE

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIÉÉ-2-1

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4287-2024, [B-0158 - Énergir-H, Doc 3 - Plan d'approvisionnement gazier - Contexte et Stratégie d'approvisionnement](#), Page 10, lignes 17 à 25 :

Énergir a établi son plan d'approvisionnement 2026-2029 en supposant :

- *la fin des travaux de remplacement des vaporisateurs à l'usine LSR en octobre 2025. **Toutefois, l'atteinte du plein potentiel de l'usine LSR n'est prévue que pour l'automne 2026 en raison du rodage du nouveau vaporisateur. En effet, certains bris d'équipement des vaporisateurs cet hiver ont entraîné une perte de capacité importante sur des périodes de plus de sept jours, ce qui incite Énergir à adopter une approche prudente en réduisant les capacités projetées disponibles en tout temps de ces vaporisateurs pour l'hiver 2025-2026;** et*
- ***le maintien de l'ensemble de ses autres capacités d'entreposage.***

[Souligné en caractère gras par nous]

- ii) RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-4287-2024, [B-0158 - Énergir-H, Doc 3 - Plan d'approvisionnement gazier - Contexte et Stratégie d'approvisionnement](#), Page 9, lignes 24 à 28 et Page 10, lignes 1 à 6 :

Les besoins d'équilibrage en cours de journée gazière sont, quant à eux, comblés en utilisant le site d'entreposage souterrain situé à Dawn, au sud de l'Ontario. Ce site d'entreposage est un outil très flexible en termes de débit de gaz journalier. Il permet une modulation des besoins de gaz en cours de journée gazière par ses diverses fenêtres de nominations – notamment les fenêtres STS – et est le seul outil qui permet de les utiliser. Ainsi, les capacités de retrait ou d'injection de ce site permettent de répondre aux fluctuations de la demande de la clientèle tout au long de l'année. En général, la flexibilité de cet outil est surtout utilisée en dehors des journées froides de l'hiver. En journée froide, l'outil permet surtout d'éviter de faire des achats additionnels à Dawn et peut permettre d'optimiser financièrement les coûts de la fourniture lorsque ceux-ci sont plus élevés que pendant la saison estivale. **Le plan d'approvisionnement tient compte des deux nouveaux contrats d'entreposage qui ont été conclus à l'hiver 2025.**

[Souligné en caractère gras par nous]

- iii) RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-4287-2024, [B-0158 - Énergir-H, Doc 3 - Plan d'approvisionnement gazier - Contexte et Stratégie d'approvisionnement](#), Page 6, lignes 6 à 22 :

Le contexte gazier continue d'évoluer et Énergir adapte la structure d'approvisionnement relativement aux capacités de transport disponibles à court, moyen et long termes pour répondre à ses besoins.

L'article 72 (1) (3°) a) de la Loi sur la Régie de l'énergie prévoit que le plan d'approvisionnement doit tenir compte de la marge excédentaire des capacités de transport, celle-ci pouvant représenter jusqu'à 10 % des livraisons annuelles d'Énergir. En fonction des livraisons totales de $5\,990\,10^6\text{m}^3$ projetées pour l'année 2024-2025, la marge excédentaire de 10 % exprimée en capacités quotidiennes représenterait alors $1\,641\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ (c'est-à-dire $5\,990\,10^6\text{m}^3/365 \times 10\%$). Pour l'année 2025-2026 et les suivantes, Énergir ne planifie pas, pour l'instant, l'ajout de capacités de transport pour répondre à la marge excédentaire autorisée. En effet, au moment de la rédaction du plan d'approvisionnement, aucun projet industriel ne répond aux critères présentés lors de la Cause tarifaire 2019-20202 et dont la Régie de l'énergie (Régie) a pris acte dans sa décision D-2019-141 (paragr. 189).

Le portefeuille de capacités de transport est principalement constitué de contrats de longue durée. À l'hiver 2024, TCPL a lancé une procédure de Term-Up pour plusieurs de ses tronçons, dont certains contrats sont détenus par Énergir. Au total, dans le cadre du Term-Up, 12 contrats d'une capacité totale de 820 TJ/j ont été renouvelés.

Malgré le prolongement de la durée de ces contrats, Énergir sera en situation déficitaire pour les quatre années du plan d'approvisionnement, notamment en raison de l'expiration, à l'automne 2026, d'un contrat de 82 TJ/j avec une tierce partie.

[Souligné en caractère gras par nous]

- iv) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4287-2024, [B-0162 - Énergir-T, Doc 1 - Réponse à la DDR no3 de la Régie](#), Page 12:

*L'évolution des prix des indices NYMEX et NGX est affectée par l'offre et la demande du gaz naturel au sein des marchés concernés. **Selon Énergir, l'essor de l'industrie de la production de gaz de schiste a permis d'augmenter de manière significative l'offre du gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis, menant à un niveau d'approvisionnement plus élevé et fiable pour la région à Dawn, ce qui a pour conséquence de faire chuter le prix de l'indice à Dawn. La quantité imposante d'entreposage à Dawn permet aussi d'assurer la disponibilité de gaz naturel à ce point à tout moment de l'année.***

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

- 2.1.1 Est-il correct a) de comprendre selon la référence iv) qu'Énergir estime que l'offre de gaz naturel à Dawn continuera à être supérieure à la demande à Dawn? De même, b) pour la capacité d'entreposage ? Le contexte des discussions tarifaires américaines, qui pourrait inclure l'énergie, pourrait-il affecter ceci et si oui de quelle manière à Dawn ?

Réponse :

L'offre de gaz naturel à Dawn a augmenté considérablement en raison de l'essor de la production de gaz naturel non conventionnel. À cet effet, la liquidité de ce marché permet des échanges conséquents en volume. La demande étant variable sur plusieurs conditions, Énergir est confiante que l'offre d'entreposage et de fourniture au point à Dawn demeurera similaire.

- 2.1.2 Veuillez détailler les risques associés à une trop grande dépendance au point de réception Dawn ?

Réponse :

Tout d'abord, peu importe que les achats soient adossés à l'indice Dawn (NGX) ou Nymex, les réceptions physiques sont effectuées à Dawn. Initialement, le risque identifié pour l'achat à l'indice Dawn (NGX) était surtout relié à la volatilité potentielle des prix de cet indice spécifiquement. Cependant, l'analyse déposée à la Régie démontre que la volatilité à Dawn est similaire à celle de l'indice Nymex, et donc que le risque identifié ne s'est pas matérialisé.

2.1.3 Aux références i), ii) et iii), nous comprenons qu'aucune capacité supplémentaire d'entreposage n'est requise en 2025-2026. Or, plusieurs scénarios présentent un écart important entre la demande et les outils disponibles en pointe. Comment votre décision de ne requérir aucune capacité supplémentaire d'entreposage en 2025-2026 est-elle compatible avec l'objectif de résilience du réseau, surtout en cas de croissance de la clientèle biénergie qui affectera la demande en pointe ?

Réponse :

Énergir détient des capacités d'entreposage au site à Dawn pour les besoins de flexibilité opérationnelle. En journée de pointe, les capacités de transport sont maximisées, ce qui fait en sorte que la capacité de retrait à Dawn est limitée à l'écart entre les achats effectués pour la journée et la capacité totale de transport. En ce qui a trait à la croissance de la clientèle biénergie, cette dernière n'affecte pas la pointe énergétique.

2.1.4 Quel est l'effet cumulatif de la stratégie de non-ajout de capacité d'entreposage sur le portefeuille d'approvisionnement entre 2026 et 2029, notamment en cas de variations climatiques imprévues ? Cette stratégie est-elle basée sur la référence iv) ?

Réponse :

Il n'y a pas d'effet cumulatif au plan d'approvisionnement de la stratégie de non-ajout de capacité d'entreposage à Dawn en cas de variations climatiques imprévues. Cette stratégie n'est pas basée sur la référence iv), mais sur le besoin de flexibilité opérationnelle en cours de journée.

2.1.5 Dans un contexte de décroissance planifiée, comment Énergir ajuste-t-elle son portefeuille de transport à long terme de la référence iii) afin d'éviter un surinvestissement ou un déficit structurel post-2032, notamment avec la concentration des échéances vers cette année ?

Réponse :

Énergir analyse ses besoins de transport sur l'horizon du plan d'approvisionnement, comble ses déficits et vend ses surplus. Ces besoins seront évalués conséquemment à la concentration d'échéance des contrats en 2032.

2.1.6 Dans un contexte de décroissance planifiée, comment Énergir ajuste-t-elle son portefeuille de transport à long terme de la référence iii) afin d'éviter un surinvestissement ou un déficit structurel post-2032, notamment avec la concentration des échéances vers cette année ?

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.1.5.

B. PRÉVISION (HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES) ET SCÉNARIO DE BASE**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIEÉ-2-2**

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4287-2024, [B-0166 - Énergir-H, Doc 2 - Plan d'approvisionnement gazier - Prévision des livraisons](#), Page 4, lignes 4 à 15:

*Il est à noter que cette pièce couvrira le plan annuel et le plan quadriennal au niveau de la prévision de la demande. **Elle expliquera le contexte économique et énergétique dans lequel Énergir prévoit évoluer au cours des quatre prochaines années, ainsi que la situation concurrentielle qui en découlera. Énergir commentera les écarts dans les prévisions de livraison pour l'année en cours, soit la différence entre la prévision établie lors de la Cause tarifaire 2024-2025 et celle établie lors de l'exercice budgétaire 4/8 2024-2025 (4 mois 10 réels / 8 mois projetés) utilisée comme point de départ pour la présente cause tarifaire.***

Considérant les différentes hypothèses et la prévision 4/8 pour l'année en cours, Énergir exposera par la suite la prévision de la demande, par type de clientèle, pour les années 2025-2026 à 2028-2029.

Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Énergir, la demande de la clientèle pour les années 2025-2026 à 2028-2029 se présente comme suit :

[Souligné en caractère gras par nous]

- ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4287-2024, [B-0162 - Énergir-T, Doc 1 - Réponse à la DDR no3 de la Régie](#), Page 2:

*Les hypothèses utilisées lors de l'élaboration du plan d'approvisionnement sont continuellement sujettes à changement à la suite du dépôt initial. **Alors qu'il est vrai que certaines de ces hypothèses aient été révisées à la baisse depuis ce dépôt – notamment les perspectives de croissance économique pour les 18 prochains mois – d'autres facteurs déterminants – comme le niveau attendu de livraisons de la clientèle Grandes entreprises pour l'année 2024-2025 – présentent des variations positives par rapport à la prévision initiale***

[Souligné en caractère gras par nous]

- iii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4287-2024, [B-0162 - Énergir-T, Doc 1 - Réponse à la DDR no3 de la Régie](#), Page 3:

*Énergir n'évalue pas de probabilités de réalisation pour les scénarios haut et bas. **Par exemple, Énergir n'évalue pas le fait que le scénario haut ait 10 % de probabilité de se réaliser.***

Les probabilités mentionnées à l'annexe 2 de la pièce B-0049, Énergir-H, Document 2, sont des probabilités de déviation, soit que le volume réel d'une année se situe au-dessus ou en dessous du scénario haut ou bas. Ces probabilités sont établies selon l'échantillon de données présentées au tableau 1 de l'annexe 2, n'ont pas évolué depuis le dépôt du 3 avril 2025, et sont calculées conformément à la décision D-2007-116.

[Souligné en caractère gras par nous]

- iv) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4287-2024, [B-0166 - Énergir-H, Doc 2 - Plan d'approvisionnement gazier - Prévion des livraisons](#), Page 6, Tableau 2 et Page 7, Graphique 1:

Tableau 2
PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS
Service continu

	Réalisation	Probabilité
1	2025-2026	
2	Volume réel au-dessus du scénario haut	9,79%
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	86,31%
4	Volume réel en dessous du scénario bas	3,90%
5	2026-2027	
6	Volume réel au-dessus du scénario haut	1,67%
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	97,77%
8	Volume réel en dessous du scénario bas	0,56%
9	2027-2028	
10	Volume réel au-dessus du scénario haut	0,32%
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	99,55%
12	Volume réel en dessous du scénario bas	0,13%
13	2028-2029	
14	Volume réel au-dessus du scénario haut	0,03%
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	99,95%
16	Volume réel en dessous du scénario bas	0,03%

- v) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4287-2024, [B-0158 - Énergir-H, Doc 3 - Plan d'approvisionnement gazier - Contexte et Stratégie d'approvisionnement](#), Scénario Haut , Annexe 8, Page 1 :

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2026-2029						
Scénario haut						
	2026		2027		2028	
	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
DEMANDE (10⁶m³)						
1	Continue	5 893	6 094	6 163	6 206	
2	Intermittible	319	302	307	329	
3	Gaz d'appoint	146	146	146	146	
4	Client biogaz en réseau dédié	0	0	0	0	
5	Sous-total	6 368	6 542	6 617	6 691	
6	Interruptions	-4	-7	-5	-10	
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	23	23	24	24	
8	Compression (transport et entreposage)	149	151	149	146	
9	Écart de mesurage	0	0	0	0	
10	TOTAL DEMANDE	6 534	6 710	6 785	6 842	
APPROVISIONNEMENT (10⁶m³)						
11	Transport					
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	819	819	821	819	
13	Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0	
14	Transport fourni par les clients	42	42	42	42	
15	Transport gaz d'appoint	0	0	0	0	
16	FTLH non utilisé	0	0	0	0	
17	Transport Emp-Energir	861	861	863	861	
18	Achats dans le territoire	58	60	95	97	
19	Achat à l'étranger pour compression	39	39	39	39	
20	Achats à Dawn (GR)	1 741	1 840	1 802	1 478	
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 830	3 828	3 981	4 005	
22	Biogaz	6	0	0	0	
23	Écart de mesurage	0	0	0	0	
24	Rebuts - injections	-1	-18	5	261	
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	6 534	6 710	6 785	6 842	
ENTREPOSAGE (capacité)						
26	LSR (daQ)	2,0	53,6	2,0	53,6	
27	Pointe-du-Lac	1,4	37,6	1,4	37,6	
28	Saint-Florentin	4,6	121,9	4,6	121,9	
29	Entreposage souterrain à Dawn	11,4	301,6	11,4	301,6	
30	TOTAL	19,5	514,7	19,5	514,7	
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT						
31	Journée de pointe - continue	1 423	37 558	1 453	38 348	
32	Besoins hiver existants	1 340	35 368	1 399	36 823	
33	Maximum	1 423	37 558	1 453	38 348	
Approvisionnements						
34	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	85	2 243	85	2 243	
35	Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0	
36	Achats dans le territoire - GNR	3	73	6	162	
37	Transport clients & biogaz	5	128	5	128	
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 194	27	711	
40	FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	
41	STS	216	5 705	216	5 705	
42	Pointe-du-Lac	76	2 000	76	2 000	
43	Saint-Florentin	91	2 400	91	2 400	
44	Oùl de maintien de fiabilité	0	0	0	0	
45	LSR (vaporisation)	195	5 146	228	6 017	
46	Service de pointe	0	0	0	0	
47	Interruption de liquéfaction GM GNL	15	400	15	400	
48	Sous-total approvisionnements	1 373	36 228	1 351	36 666	
49	Impact de la refonte du service intermittible	0	0	0	0	
50	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 373	36 228	1 351	36 666	
51	Provision additionnelle avant achat / (vente)	-50	-1 330	-102	-2 682	
52	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (L50/ L47)	-3,5%	-3,5%	-7,0%	-7,0%	
53	Achat / (vente) de transport a priori	50	1 330	102	2 682	
54	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 423	37 558	1 453	38 348	
55	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	0	
56	% du total approvisionnements après achat / (vente) (L54/ L53)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	

vi) RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-4287-2024, [B-0158 - Énergir-H, Doc 3 - Plan d'approvisionnement gazier - Contexte et Stratégie d'approvisionnement](#), Scenario Bas, Annexe 9, Page 1 :

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2026-2029						
Scénario bas						
		2026	2027	2028	2029	
		(1)	(2)	(3)	(4)	
DEMANDE (10⁶ m³)						
1	Continue	5 194	5 017	4 852	4 655	
2	Intermittible	188	175	176	174	
3	Gaz d'appoint	146	146	146	146	
4	Client biogaz en réseau dédié	0	0	0	0	
5	Sous-total	5 528	5 338	5 174	4 975	
6	Interruptions	-2	-3	-2	-2	
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	20	19	18	18	
8	Compression (transport et entreposage)	131	126	118	111	
9	Écart de mesurage	0	0	0	0	
10	TOTAL DEMANDE	5 677	5 480	5 309	5 102	
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)						
11	Transport					
12	FTLH / NBJ (primaire & secondaire)	819	819	821	819	
13	Transport par échange (Emp-Energir)	0	0	0	0	
14	Transport fourni par les clients	42	42	42	42	
15	Transport gaz d'appoint	0	0	0	0	
16	FTLH non utilisé	0	0	0	0	
17	Transport Emp-Energir	861	861	863	861	
18	Achats dans le territoire	58	60	95	97	
19	Achat à Empré pour compression	39	39	39	39	
20	Achats à Dawn (GR)	1 376	1 301	1 153	796	
21	Livraisons à Dawn (AD)	3 345	3 239	3 156	3 037	
22	Biogaz	0	0	0	0	
23	Écart de mesurage	0	0	0	0	
24	Retraits - injections	0	-20	3	273	
25	TOTAL APPROVISIONNEMENT	5 677	5 480	5 309	5 102	
ENTREPOSAGE (capacité)						
26	LSR (dâQ)	2,0	53,6	2,0	53,6	
27	Pointe-du-Lac	1,4	37,6	1,4	37,6	
28	Saint-Flavien	4,6	121,9	4,6	121,9	
29	Entreposage souterrain à Dawn	11,4	301,6	11,4	301,6	
30	TOTAL	19,5	514,7	19,5	514,7	
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT						
31	Journée de pointe - continue	1 318	34 797	1 280	33 790	1 255
32	Besoins hiver extrême	1 240	32 739	1 239	32 698	1 211
33	Maximum	1 318	34 797	1 280	33 790	1 255
Approvisionnements						
34	FTLH / NBJ (primaire et secondaire)	85	2 243	85	2 243	85
35	Transport par échange (EMP - Energir)	0	0	0	0	0
36	Achats dans le territoire - GNR	3	73	3	82	6
37	Transport clients et biogaz	5	128	5	128	5
38	FTSH (Dawn - EDA)	83	2 192	83	2 192	83
39	Transport par échange (Dawn - EDA)	82	2 164	27	711	0
40	FTSH (Parkway - Energir)	522	13 777	522	13 777	522
41	STS	216	5 705	216	5 705	216
42	Pointe-du-Lac	76	2 000	76	2 000	76
43	Saint-Flavien	91	2 400	91	2 400	91
44	Outil de maintien de stabilité	0	0	0	0	0
45	LSR (vaporisation)	195	5 146	228	6 017	228
46	Service de pointe	0	0	0	0	0
47	Interruption de liquéfaction GM GNL	15	400	15	400	15
48	Sous-total approvisionnements	1 373	36 228	1 351	35 656	1 327
49	Impact de la refonte du service interrumpible	0	0	0	0	0
50	TOTAL approvisionnements avant achat / (vente)	1 373	36 228	1 351	35 656	1 327
51	Provision additionnelle avant achat / (vente)	54	1 431	71	1 876	72
52	% du total approvisionnements avant achat / (vente) (L50/L47)	4,1%	4,1%	5,6%	5,6%	5,7%
53	Achat / (vente) de transport a priori	-54	-1 431	-71	-1 876	-72
54	TOTAL approvisionnements après achat / (vente)	1 318	34 797	1 280	33 780	1 216
55	Provision additionnelle après achat / (vente)	0	0	0	0	0
56	% du total approvisionnements après achat / (vente) (L54/L53)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

vii) RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-4287-2024, [B-0158 - Énergir-H, Doc 3 - Plan d'approvisionnement gazier - Contexte et Stratégie d'approvisionnement](#), Scénario, Annexe 6, Page 1 :

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2025-2029

	2025			2027			2028			2029			
	River	Éie	Total	River	Éie	Total	River	Éie	Total	River	Éie	Total	
DEMANDE (MWh)													
1	3 192	3 083	6 275	3 172	2 430	5 602	3 157	2 384	5 541	3 075	2 362	5 437	
2	156	89	243	168	100	268	155	86	241	151	87	238	
3	8	146	154	8	146	154	8	146	154	8	146	154	
4	8	8	16	8	8	16	8	8	16	8	8	16	
5	2 350	2 640	4 990	2 350	2 619	4 969	2 307	2 528	4 835	2 217	2 508	4 725	
6	-3	0	-3	-4	0	-4	-4	0	-4	-4	0	-4	
7	12	9	21	12	9	21	12	9	21	12	9	21	
8	88	61	149	77	63	140	73	63	136	71	59	130	
9	8	0	8	8	0	8	8	0	8	8	0	8	
10	3 408	2 711	6 119	3 404	2 746	6 150	3 188	2 688	5 876	3 288	2 872	6 160	
APPROVISIONNEMENT (MWh)													
11	Transport	328	480	808	328	480	808	321	480	801	328	480	808
12	FTLH (NGL) (primaire et secondaire)	8	0	8	8	0	8	8	0	8	8	0	8
13	Transport par échange (Erap-Energir)	18	23	42	18	23	42	18	23	42	18	23	42
14	Transport local par les clients	8	0	8	8	0	8	8	0	8	8	0	8
15	Transport gaz d'appoint	8	0	8	8	0	8	8	0	8	8	0	8
16	FTLH non-utile	359	503	862	359	503	862	350	503	853	359	503	862
17	Transport Erap-Energir	24	34	58	25	35	60	26	35	61	27	36	63
18	Achats dans le territoire	17	22	39	17	22	39	17	22	39	17	22	39
19	Achats à Grosse Pointe compression	1 273	384	1 657	1 248	346	1 594	1 298	289	1 587	1 221	-125	1 096
20	Achats à Grosse Pointe	1 434	2 176	3 610	1 435	2 190	3 625	1 436	2 190	3 626	1 396	2 125	3 521
21	Lubrifiants à Grosse Pointe	4	2	6	4	2	6	4	2	6	4	2	6
22	Écart de mesurage	8	0	8	8	0	8	8	0	8	8	0	8
23	Rabais - leçons	328	333	661	329	335	664	324	332	656	328	331	659
24	3 408	2 711	6 119	3 404	2 746	6 150	3 188	2 688	5 876	3 288	2 872	6 160	
ENTRÉFICAGE (MWh)													
25	LSR (NGL)	2,0	31,8	33,8	2,0	31,8	33,8	2,0	31,8	33,8	2,0	31,8	
26	Régulation-LAC	4,6	121,9	126,5	4,6	121,9	126,5	4,6	121,9	126,5	4,6	121,9	
27	Sécheresse	11,4	301,6	313,0	11,4	301,6	313,0	11,4	301,6	313,0	11,4	301,6	
28	18,0	514,7	531,3	18,0	514,7	531,3	18,0	514,7	531,3	18,0	514,7	531,3	
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPROVISIONNEMENT													
29	LSR (NGL)	1 334	38 275	39 609	1 334	38 275	39 609	1 334	38 275	39 609	1 334	38 275	
30	Régulation-LAC	1 383	36 405	37 788	1 383	36 405	37 788	1 383	36 405	37 788	1 383	36 405	
31	Sécheresse	1 274	36 275	37 549	1 274	36 275	37 549	1 274	36 275	37 549	1 274	36 275	
32	3 991	110 955	118 342	3 991	110 955	118 342	3 991	110 955	118 342	3 991	110 955	118 342	
APPROVISIONNEMENTS													
33	FTLH (NGL) (primaire et secondaire)	88	2 383	2 471	88	2 383	2 471	88	2 383	2 471	88	2 383	
34	Transport par échange (Erap-Energir)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35	Achats dans le territoire - OEB	3	73	76	3	73	76	3	73	76	3	76	
36	Transport clients et locaux	8	128	136	8	128	136	8	128	83	128	136	
37	FTLH (NGL) (primaire et secondaire)	83	2 190	2 273	83	2 190	2 273	83	2 190	83	2 190	2 273	
38	Transport par échange (Erap-Energir)	82	2 594	2 676	82	2 594	2 676	82	2 594	82	2 594	2 676	
39	FTLH (NGL) (primaire et secondaire)	522	13 777	14 300	522	13 777	14 300	522	13 777	522	13 777	14 300	
40	FTLH (NGL) (primaire et secondaire)	276	5 705	6 000	276	5 705	6 000	276	5 705	276	5 705	6 000	
41	FTLH (NGL) (primaire et secondaire)	76	2 000	2 076	76	2 000	2 076	76	2 000	76	2 000	2 076	
42	Régulation-LAC	91	2 400	2 491	91	2 400	2 491	91	2 400	91	2 400	2 491	
43	Sécheresse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
44	Outil de maintien de flexibilité	195	5 145	5 340	228	6 017	6 245	228	6 017	228	6 017	6 245	
45	Service de pointe	2	47	49	2	47	49	2	47	2	47	49	
46	Interruption de qualification GM-GAL	35	800	835	35	800	835	35	800	35	800	835	
47	1 374	36 275	37 649	1 374	36 275	37 649	1 374	36 275	37 649	1 374	36 275	37 649	
APPROVISIONNEMENTS													
48	Impact de la volatilité de service indisponible	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
49	1 374	36 275	37 649	1 374	36 275	37 649	1 374	36 275	37 649	1 374	36 275	37 649	
APPROVISIONNEMENTS													
50	Prévisions adéquat	0	0	-17	-440	-457	-35	-608	-643	-13	-305	-318	
51	% de total approvisionnement	0,0%	0,0%	-1,2%	-1,2%	-1,2%	-2,5%	-2,6%	-1,9%	-1,6%	-1,6%		
52	Achats / ventes de transport à priori	0	0	11	483	494	33	826	859	13	338	351	
53	1 374	36 275	37 649	1 386	36 696	38 143	1 382	36 644	38 508	1 340	36 359	37 700	
APPROVISIONNEMENTS													
54	Prévisions adéquat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
55	% de total approvisionnement	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		

* Les capacités de service de pointe sont préliminaires et ne sont pas consolidées.

viii) RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-4287-2024, [B-0120 - Énergir-M, Doc 7 - S&P rating](#), Page 2:

We expect the company's financial measures will be pressured due to robust capital expenditure. **We forecast Energir to operate with limited financial cushion in relation to our downgrade threshold of funds from operations (FFO) to debt of 14%.** This is due to the company's robust capital expenditure (capex) of about C\$2.8 billion from 2025 to 2027, reflecting the company's ZOI spending in Vermont, general system expansion, **as well as purchases of greenhouse gas allowances under Quebec's cap-and-trade system.** This

will be partially offset by periodic rate increase from its Quebec and Vermont utilities as part of their multi-year rate case orders.

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

- 2.2.1 À la lumière des références i) et ii), Veuillez justifier l'absence de révision des hypothèses macroéconomiques de janvier 2025 à la lumière de la baisse continue des prix du pétrole et du ralentissement économique au printemps 2025 ?

Réponse :

Dans sa décision procédurale D-2025-065 du 13 juin 2025, la Régie ne juge pas opportun de demander à Énergir de mettre à jour ses hypothèses économiques et énergétiques au présent dossier et rappelle qu'une mise à jour de la preuve est généralement demandée pour tenir compte de circonstances exceptionnelles¹ et fait référence, à la page 9, à la décision D-2021-093, qui mentionnait ce qui suit :

« [29] Outre les motifs invoqués par Énergir, la Régie tient à rappeler qu'en conformité avec le principe réglementaire d'une année témoin projetée, les données comptables et tarifaires présentées au présent dossier sont intégralement fondées sur des prévisions. Les hypothèses permettant de déterminer le coût des différents services sont prises à un moment précis et ne sont pas modifiées en cours d'examen, sauf si une situation exceptionnelle le justifiait. De même, les résultats financiers prévus de l'année en cours sont généralement établis sur la base de quatre mois réels et huit mois prévus. Ces prévisions de l'année en cours ne sont pas révisées en fonction de données réelles plus récentes, sauf exception. »

- 2.2.2 À la lumière de Énergir pourrait-elle envisager un scénario avec des prix de l'énergie plus bas que ceux du scénario bas de la référence vii) ? Quels en seraient les volumes de livraison projetés ?

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.2.1.

- 2.2.3 À la référence ii), Énergir mentionne qu'elle ne fera pas de mise à jour des hypothèses économiques. Énergir peut-elle démontrer que le scénario de base demeure représentatif à la lumière des tensions commerciales récentes, en particulier pour la clientèle Grandes entreprises?

¹ Décision D-2025-065, paragr. 25 et 26.

Réponse :

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.2.1.

- 2.2.4 Veuillez expliquer pourquoi Énergir n'inclut pas d'hypothèses de transition énergétique rapide dans les scénarios haut (référence vii) ou bas (référence vi)?

Réponse :

Énergir établit le scénario de base afin que la demande prévue détermine les tarifs et que ceux-ci soient justes et équitables pour la clientèle. Les scénarios haut ou bas incluent différentes hypothèses, majoritairement économiques, qui permettent à la Régie et aux intervenants d'apprécier la demande maximale ou minimale de gaz naturel sur la durée du plan d'approvisionnement.

Pour consulter la vision d'Énergir sur la décarbonation de ses activités, il est possible de consulter le *Rapport sur la résilience climatique*, publié annuellement².

- 2.2.5 Veuillez quantifier les écarts moyens historiques (écart-type) entre les prévisions et les volumes livrés pour les 5 dernières années et valider qu'ils s'inscrivent à l'intérieur des écarts présenté à la référence (iv)?

Réponse :

La référence (iv) ne présente pas d'écart. Il s'agit de probabilités de déviation calculées à partir de l'historique des écarts relatifs et absolus de 1991 à 2024 (incluant donc les cinq dernières années).

- 2.2.6 Quels sont les paramètres exogènes les plus sensibles dans les modèles de prévision des livraisons (ex. PIB, température, coût relatif électricité/gaz) pour chacun des scénarios aux références v) vi) vii) ? La loi 69 serait-elle un des éléments à considérer comme paramètres exogènes ?

Réponse :

Les modèles économétriques de prévision des livraisons prennent en considération diverses variables qui peuvent être liées entre elles. Les modèles tiennent également compte de l'historique des livraisons afin de se mettre à jour. L'impact sur les prévisions est donc le résultat d'une combinaison de plusieurs effets. De plus, l'ampleur ou la contribution de chaque variable varie en fonction du contexte et il est ardu d'isoler l'effet de la modification d'un seul paramètre.

² [Énergir | Rapport](#)

La loi 69 n'est pas un paramètre exogène en soi. Énergir analyse en continu les éléments de contexte qui pourraient avoir une incidence matérielle sur la prévision de ses livraisons, comme les éléments qui pourraient découler d'un nouveau cadre législatif, afin d'améliorer sa prévision.

2.2.7 Quels sont les explications entre les scénarios pour les clients biogaz à la ligne 4 des références v) vi) vii)?

Réponse :

Un client achetant du biogaz devrait cesser d'en acheter au plus tard en 2027. Dans le scénario bas, le client cesse d'acheter du biogaz plus tôt, portant le total à 0 en 2025-2026. Pour les scénarios de base et haut, le client cessera d'acheter en 2026-2027.

2.2.8 La référence viii) mentionnent divers enjeux qui pourrait affecter la capacité financière d'Énergir. Quelles mesures Énergir propose-t-elle pour mitiger ces risques dans le cadre de ces hypothèses économiques ?

Réponse :

Énergir ne voit pas d'enjeu ou de risque associé à sa capacité financière. En effet, Énergir bénéficie d'un accès au marché des capitaux et a le soutien d'actionnaires qui appuient sa vision stratégique, ce qui lui permettra de financer efficacement la croissance des activités et les projets de décarbonation et de résilience climatique (au Québec et au Vermont). Les éléments suivants en sont quelques exemples :

- Mai 2025 : Émission d'obligations de première hypothèque pour un montant de 300 M\$ par Énergir, venant à échéance en 2055;
- Septembre 2024 : Annonce d'un réinvestissement à la hauteur de 575 M\$ par les actionnaires d'Énergir afin de soutenir son plan;
- Juillet 2024 : Émission de billets non garantis pour un montant de 300 M\$ (US) par Northern New England Energy Corporation, filiale américaine d'Énergir et société mère de Green Mountain Power Corporation (GMP) et de Vermont Gas Systems inc. (VGS), venant à échéance en 2034;
- Mai 2024 : Émission d'une série d'obligations de première hypothèque pour un montant de 75 M\$ (US) par GMP, venant à échéance en 2034.

Ces succès récents illustrent la capacité d'Énergir à mobiliser des ressources financières importantes et à bénéficier de conditions de financement avantageuses. Grâce à sa solide réputation et à sa stratégie de décarbonation et de résilience ambitieuse et crédible, Énergir continue d'attirer l'intérêt des investisseurs et de renforcer sa vision et sa position sur le marché. La durée des termes de financement et la notation de crédit A d'Énergir en témoignent également.

Toutefois, la capacité financière d'Énergir n'est pas une hypothèse économique faisant partie des scénarios de la prévision de la demande.

C. PROGRAMME D'ENTRETIEN PRÉVENTIF**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIÉÉ-2-3****Références :**

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4287-2024, [B-0152 - Énergir-P, Doc 1 - Entretien préventif](#), Page 1:

RÉALISATION DU PROGRAMME D'ENTRETIEN PRÉVENTIF RÉGIE 2025-2026 (FRANCHISE)
PLANIFICATION ANNUELLE (OCTOBRE 2025 À SEPTEMBRE 2026)

Progr. n°	Tâches		OCTOBRE	NOVEMBRE	DÉCEMBRE	JANVIER	FÉVRIER	MARS	AVRIL	MAI	JUIN	JUILLET	AOÛT	SEPTEMBRE	CUMULATIF
R18-002 R18-003	Protection cathodique	Planifié	265	225	172	159	55	37	50	16	13	3	4	6	1 005
R19-012	Détection fuites conduites (motorisée et pédestre)	Planifié	1 110	974	0	0	0	0	577	1 460	448	529	112	223	5 434
R22-001	Test mensuel d'odorant	Planifié	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	469	5 628
R09-001 R09-002 R11-001	Régulation pré-détente et détente	Planifié	1 385	409	0	0	0	221	3 465	2 283	384	562	1 510	0	10 219
TOTAL		Planifié	3 229	2 077	641	628	524	727	4 561	4 228	1 314	1 563	2 095	698	22 286

Demande(s) :

- 2.3.1 La référence i) présente un programme d'entretien préventif pour 2025-2026. Existe-t-il une cartographie géographique des interventions planifiées pour les 3 à 5 prochaines années ? Si oui, serait-il possible de la rendre publique, comme le font d'autres distributeurs ? Une planification pluriannuelle pourrait-elle être présentée ?

Réponse :

La représentation cartographique des interventions planifiées existe déjà pour certaines activités (détection de fuites et de points d'odorant), mais pas pour les autres. Énergir n'est pas au courant des cartes fournies par d'autres distributeurs. Énergir s'interroge sur la pertinence d'une telle demande, considérant qu'il y a plus de 22 000 activités planifiées au cours de l'année 2025-2026.

Énergir rappelle également que les activités planifiées au programme d'entretien préventif sont déposées dans le cadre des causes tarifaires afin de les comparer aux activités réalisées au cours de la même année dans le cadre du rapport annuel. L'entretien préventif fait partie des indices de qualité de service approuvés par la Régie dans sa décision D-2019-141 et les résultats sont inclus dans le calcul du pourcentage global de réalisation des indices donnant droit à Énergir à sa quote-part du trop-perçu.

2.3.2 Quelle part des budgets d'entretien est attribuée spécifiquement aux actifs servant à la pointe (ex. : installations biénergie) ? Énergir prévoit-elle une révision à la baisse de ces postes à mesure que la clientèle décroît ?

Réponse :

Énergir a un budget de 12 M\$ en lien avec l'entretien préventif de son réseau. L'analyse spécifique des coûts par classe d'actif – notamment pour les actifs servant à la pointe – n'est pas disponible.

Le nombre d'activités d'entretien est mis à jour annuellement en fonction des ajouts et des retraits d'actifs. Si un client est débranché du réseau, les activités d'entretien reliées à son poste de mesure sont alors retirées du programme d'entretien. Toutefois, si un client ne fait que diminuer sa consommation, les activités d'entretien demeurent les mêmes.

D. GSR – STRATÉGIE, COMMERCIALISATION ET IMPACT TARIFAIRE**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS RTIÉÉ-2-4**

Références :

- i) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4287-2024, [B-0160 - Énergir-H, Doc 6 - GSR](#), Page 4:

Mise à jour de l'état de la demande volontaire - Sommaire

Segments		Volumes (Mm ³)				
		4/8	Prévisions			
		2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
PMD-existant	Résidentiel	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1
	Commercial	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4
	Institutionnel	4,5	2,3	2,4	2,5	2,5
	Industriel	5,1	5,6	5,8	6,0	6,2
	Sous-total	16,6	14,9	15,4	15,8	16,2
		48%	47%	45%	43%	40%
GE-existant	Résidentiel	-	-	-	-	-
	Commercial	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
	Institutionnel	2,9	2,9	2,8	2,9	3,2
	Industriel	13,9	10,5	9,3	9,6	9,7
	Sous-total	17,7	14,1	12,9	13,1	13,6
		51%	44%	38%	36%	34%
Branchements 100 % renouvelables (Montréal)	PMD	0,4	2,8	5,6	8,0	10,2
	GE	-	-	-	-	-
	Sous-total	0,4	2,8	5,6	8,0	10,2
		1%	9%	17%	22%	26%
Total prévision volumes GSR		34,7	31,8	33,8	37,0	40,0

Type de client		Nombre de clients (points de mesurage)				
		4/8	Prévisions			
		2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Clients existants	Résidentiel	1 289	1 236	1 266	1 303	1 349
	Commercial	290	298	305	313	322
	Institutionnel	200	207	211	218	227
	Industriel	98	100	103	107	110
	Sous-total	1 877	1 841	1 885	1 941	2 008
		97%	95%	93%	91%	89%
Branchements 100 % renouvelables (Montréal)	PMD	50	98	146	196	245
	GE	-	-	-	-	-
	Sous-total	50	98	146	196	245
		3%	5%	7%	9%	11%
Total prévision nombre de clients GSR		1 927	1 939	2 031	2 137	2 253

- ii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4287-2024, [B-0162 - Énergir-T, Doc 1 - Réponse à la DDR no3 de la Régie](#), Page 19:

*Dans sa stratégie d'approvisionnement pour l'année 2025-2026, Énergir a effectivement prévu utiliser les volumes prévus en inventaire pour atteindre le seuil exigible, au besoin. Cela dit, **Énergir a récemment contracté des volumes additionnels pour l'année 2024-2025 qui permettront d'augmenter l'inventaire disponible en 2025-2026 de même qu'en 2025-2026 pour augmenter les livraisons probables des producteurs. La combinaison de ces deux actions rend Énergir raisonnablement confiante d'être en mesure d'atteindre la cible de 5 %.***

[Souligné en caractère gras par nous]

- iii) **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-4287-2024, [B-0162 - Énergir-T, Doc 1 - Réponse à la DDR no3 de la Régie](#), Page 21:

*Tel que démontré à la réponse à la question 6.1.1., **le plafond volumétrique et la marge de manœuvre de 20 % accordée par la Régie permet à Énergir d'avoir la flexibilité requise pour aller chercher des volumes supplémentaires afin de pallier des livraisons inférieures aux prévisions.** Énergir a aussi l'option de s'approvisionner sur le marché court terme, au besoin, pour atteindre son obligation réglementaire.*

[Souligné en caractère gras par nous]

Demande(s) :

- 2.4.1 Dans la référence (i), veuillez préciser si Énergir a tenu compte des conversions à la biénergie dans ces prévisions pour les branchements 100 % renouvelables. Si oui, dans quels(sic) proportions ? Le contexte économique défavorise-t-il les achats volontaires ? La stratégie de marketing sera-t-elle adaptée pour tenir compte du contexte économique?

Réponse :

Dans la référence (i), Énergir n'a pas tenu compte des conversions à la biénergie dans ses prévisions pour les branchements 100 % renouvelables. Les branchements 100 % renouvelables de la référence (i) représentent de nouveaux bâtiments à Montréal qui seraient tenus d'acheter exclusivement du GSR en fonction de la réglementation en vigueur.

De manière générale, un contexte économique défavorable pourrait affecter les achats volontaires dans la mesure où le GSR présente un surcoût par rapport à la molécule fossile. L'achat volontaire pourrait diminuer si des clients affectent leurs dépenses à d'autres postes de coûts que l'achat volontaire de GSR.

La stratégie de commercialisation, à travers son volet personnalisé, permet d'adapter les messages en fonction des besoins et de l'évolution du contexte. De plus, comme mentionné à la réponse à la question 16.7 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie (Énergir-T, Document 2), Énergir entend déposer en phase 1 de la Cause tarifaire 2026-2027 des modifications tarifaires s'appuyant sur les récents changements législatifs et ayant pour but de favoriser la consommation volontaire de GSR.

- 2.4.2 Dans la référence (ii), Énergir tient-elle compte des annulations ou retards de projets GSR au-delà de ceux déjà identifiés pour atteindre sa cible ? Pour ce qui est des nouveaux contrats d'approvisionnement à long terme en GSR, le contexte économique favorise-t-il Énergir ?

Réponse :

Énergir travaille en étroite collaboration avec ses fournisseurs pour les prévisions de livraisons de GSR issues de ses approvisionnements pour les années 2024-2025 et 2025-2026, que ce soit pour les approvisionnements en vigueur ou dans le cadre de nouvelles ententes. Les prévisions d'injections sont particulières à chaque producteur et tentent de prendre les différents facteurs pouvant les influencer.

Le contexte économique actuel est changeant et comporte son lot d'imprévisibilités. Son effet sur de nouveaux contrats varie au cas par cas.

- 2.4.3 Dans la référence (iii), une marge de manœuvre de 10 % serait-elle suffisante ? Pour ce qui est de contrats d'approvisionnement à court terme en GSR, le contexte américain du marché favorise-t-il Énergir ?

Réponse :

Dans la référence (iii), la marge de 20 % mentionnée est celle en vigueur et approuvée par la Régie. La pertinence de conserver cette valeur pour les prochaines années a été démontrée lors de la Cause tarifaire 2024-2025 (décision D-2024-113), sachant qu'en 2030-2031 la marge proposée et approuvée est de 15 %. Cette valeur permet à Énergir d'avoir la flexibilité et la marge de manœuvre requises afin d'être raisonnablement confiante d'être en mesure d'atteindre la cible de 5 % en 2025-2026.

Le contexte économique actuel est changeant et comporte son lot d'imprévisibilités. Son effet sur de nouveaux contrats varie au cas par cas.