

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENT NO 2 DE LA FCEI
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 2026**

DOSSIER R-4334-2026

VISION DU CONTEXTE GAZIER

Question 1 :

Références:

- (i) B-0006, p. 25, graphique 13
- (ii) B-0006, p. 27, graphique 15
- (iii) B-0006, p. 8

Préambule :

La FCEI note des références (i) et (ii) que Bloomberg, prévoit en 2026 une consommation de GSR légèrement inférieure à 150 Bcf contre une production d'environ 108 Bcf.

La FCEI note également que pour l'année 2030, la prévision de consommation passe à 352 Bcf alors que la production se maintient à 184 Bcf.

À la référence (iii), Énergir évoque trois projets qui offrent des débouchés pour la production des bassins des Appalaches vers des marchés autres que Dawn et le Nord-Est, dont le Golfe du Mexique et les terminaux de GNL.

Énergir évoque également trois projets qui pourraient avoir un impact sur la capacité dans le marché du Nord-Est : Constitution Pipeline, Iroquois Enhancement by Compression et Northeast Supply Enhancement (NESE).

Questions :

- 1.1** Considérant les informations en préambule, veuillez indiquer si Énergir est en mesure de commenter quant au surplus de production en 2026 et ce qu'il advient de ce surplus.

Réponse :

Énergir tient à préciser que l'interprétation présentée au préambule ne reflète pas les conclusions du rapport de Bloomberg. Le rapport distingue :

- la capacité déjà opérationnelle ou actuellement planifiée;
- la capacité additionnelle qui devra être développée pour répondre à la croissance de la demande.

Ainsi, le chiffre d'environ 174 Bcf représente l'offre actuellement opérationnelle ou planifiée et non la production maximale anticipée en 2030. Bloomberg conclut explicitement qu'environ 178 Bcf additionnels devront être développés d'ici 2030 afin d'atteindre une demande projetée de 352 Bcf.

Selon notre compréhension, les données de Bloomberg ne démontrent pas de surplus de production en 2026. Le rapport prévoit plutôt qu'en 2026, la demande de GSR sera supérieure à la capacité actuellement opérationnelle. Cette dernière est progressivement augmentée par les projets en construction et annoncés, mais Bloomberg indique que des investissements additionnels seront nécessaires afin de répondre à la croissance prévue de la demande.

Il n'y a donc pas, selon cette analyse, de surplus structurel de production en 2026 dont il faudrait déterminer l'utilisation.

- 1.2** Considérant l'écart considérable entre la production et la demande anticipées en 2030, veuillez indiquer si Énergir dispose d'information sur la manière par laquelle cet écart sera comblé.

Réponse :

Selon Bloomberg, l'écart entre la capacité actuellement en opération et planifiée (environ 174 Bcf) et la demande projetée de 352 Bcf ne constitue pas un déficit permanent, mais représente plutôt le volume de nouvelles capacités qui devront être développées d'ici 2030.

Le rapport indique qu'environ 178 Bcf de capacité additionnelle devront être construits, ce qui correspond essentiellement à un doublement de la capacité actuellement en opération et planifiée. Bloomberg estime que cet objectif est réalisable compte tenu du potentiel encore disponible, notamment dans les filières du gaz de sites d'enfouissement et des effluents agricoles.

- 1.3** Veuillez également indiquer comment ce déséquilibre affecte l'appréciation que fait Énergir quant à la valeur (prix) du GSR sur le marché sur l'horizon 2026-2030.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer aux réponses aux questions 1.1 et 1.2 concernant le déséquilibre.

Pour les prévisions de prix sur l'horizon 2026-2030, Énergir a déjà contracté la majorité de ses besoins en approvisionnement en GSR. Pour consulter l'évolution du tarif GSR, veuillez s.v.p. vous référer à la pièce B-0038, Énergir-H, Document 6 « Prévision d'approvisionnement et de distribution de GSR ».

- 1.4** Veuillez indiquer si Énergir s'attend à une hausse du prix à Dawn lorsque des capacités additionnelles vers les marchés de la Virginie, de la Caroline du Nord et du Golfe du Mexique seront opérationnelles.

Réponse :

Le graphique 11, à la page 24 de la pièce B-0006, Énergir-H, Document 1, présente les prévisions de prix à Dawn à l'horizon du plan d'approvisionnement. Les prix à Dawn réagiront à un ensemble de dynamiques, mais les prévisions du Intercontinental Exchange (ICE) montrent une légère augmentation.

- 1.5** Veuillez élaborer sur le projet Iroquois Enhancement by Compression en termes d'impact sur la disponibilité du transport vers Énergir EDA à moyen et long terme et sur l'opposition à ce projet. Veuillez indiquer si la réalisation de ce projet pourrait requérir une augmentation de la capacité sur le système de TC Energy.

Réponse :

Le projet ne devrait pas avoir d'impact significatif sur la disponibilité du transport vers Énergir EDA. Les projets mentionnés ont pour objectif de réduire les goulots d'étranglement de l'Est américain et de développer une meilleure connectivité vers le Sud pour les terminaux de GNL.

- 1.6** Veuillez élaborer sur le projet NESE en termes d'impact sur la disponibilité du transport vers Énergir EDA à moyen et long termes et sur l'opposition à ce projet.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.5.

PRÉVISION DES LIVRAISONS

Question 2:

Références:

- (i) R-4287-2024, B-0186, pages 8 et 9, tableaux Q-2.2 a) et Q-2.2 b)
- (ii) B-0008, p. 23
- (iii) R-4287-2024, B-0318, Annexe 2, p. 8 de 21, tableau 6
- (iv) B-0008, p. 10

Préambule :

(ii)
« De plus, la maturation des nouvelles ventes devrait être plus forte que ce qui avait été prévu lors de la Cause tarifaire 2025-2026, compte tenu des prévisions plus optimistes de mises en chantier pour 2025-2026 (50,0 10⁶m³ vs 28,6 10⁶m³). »

(iv)
« Énergir a aussi remplacé le taux actuel du SPEDE par des prévisions annuelles des taux du SPEDE établies à partir des projections de prix des droits d'émission réalisées par ClearBlue Markets et Carbon en mars 2026. À cette prévision de prix des droits d'émission sont ajoutés des coûts d'ajustement estimés par la différence entre les taux du SPEDE effectifs depuis 25 janvier 2025 et le prix moyen des cinq ventes aux enchères qui ont eu lieu de novembre 2024 à novembre 2025. » (Nous soulignons)

Questions :

2.1 Veuillez produire l'équivalent des tableaux Q-2.2 a) et Q-2.2 b) pour le présent dossier.

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente l'équivalent du tableau Q-2.2 a) de la référence i) mis à jour pour la période 2026-2027 à 2029-2030 :

Tableau Q-2.1 a)

(Biénergie GSR = 100) Volume annuel	Petite taille 1 010 m ³	UDT Taille moy. 1 955 m ³	Grande taille 2 914 m ³	Multihabitations	
				6 unités 7 897 m ³	13 unités 15 000 m ³
2026-2027					
Biénergie GSR standard	101	103	103	s.o.	s.o.
Biénergie GNT standard	92	91	90	s.o.	s.o.
Biénergie GNT efficace	87	83	80	s.o.	s.o.
100% GNT standard	109	112	113	s.o.	s.o.
100% GNT efficace	113	114	116	s.o.	s.o.
2027-2028					
Biénergie GSR standard	101	103	103	s.o.	s.o.
Biénergie GNT standard	93	92	90	s.o.	s.o.
Biénergie GNT efficace	87	83	80	s.o.	s.o.
100% GNT standard	110	113	114	s.o.	s.o.
100% GNT efficace	114	115	117	s.o.	s.o.
2028-2029					
Biénergie GSR standard	101	103	104	s.o.	s.o.
Biénergie GNT standard	93	92	91	s.o.	s.o.
Biénergie GNT efficace	88	84	81	s.o.	s.o.
100% GNT standard	111	114	116	s.o.	s.o.
100% GNT efficace	115	117	119	s.o.	s.o.
2029-2030					
Biénergie GSR standard	101	103	104	s.o.	s.o.
Biénergie GNT standard	93	93	91	s.o.	s.o.
Biénergie GNT efficace	88	84	82	s.o.	s.o.
100% GNT standard	113	116	117	s.o.	s.o.
100% GNT efficace	116	119	120	s.o.	s.o.

Le tableau ci-dessous présente l'équivalent du tableau Q-2.2 b) de la référence i) mis à jour pour la période 2026-2027 à 2029-2030 :

Tableau Q-2.1 b)

(Biénergie GSR = 100)	Petit commerce/ Dépanneur	Petit commerce de détail	Bureau commercial	École primaire	Bureau institutionnel	Hôpital	École secondaire
Volume annuel	1 497 m ³	5 209 m ³	10 812 m ³	49 963 m ³	76 018 m ³	213 222 m ³	331 342 m ³
2026-2027							
Biénergie GSR standard	106	106	109	124	114	109	112
Biénergie GNT efficace	87	85	90	75	87	85	84
Biénergie GNT standard	97	96	102	107	105	99	102
100% GNT standard/efficace	99	98	102	97	100	94	95
2027-2028							
Biénergie GSR standard	106	106	109	124	114	109	112
Biénergie GNT efficace	87	86	90	75	87	85	85
Biénergie GNT standard	97	96	103	108	106	99	102
100% GNT standard/efficace	100	99	103	98	100	95	96
2028-2029							
Biénergie GSR standard	106	106	109	125	114	109	113
Biénergie GNT efficace	88	86	91	76	88	86	85
Biénergie GNT standard	98	97	103	109	106	100	103
100% GNT standard/efficace	101	100	103	100	101	96	97
2029-2030							
Biénergie GSR standard	106	106	109	125	115	109	113
Biénergie GNT efficace	88	87	91	77	89	87	86
Biénergie GNT standard	98	97	104	110	107	100	103
100% GNT standard/efficace	102	101	104	102	102	97	98

2.2 Relativement à la référence (ii), veuillez fournir les données de mises en chantier réelles et prévues pour les quatre années des plans d'approvisionnement 2025-2026 et 2026-2027.

Réponse :

Veuillez trouver ci-dessous les hypothèses des mises en chantier pour les quatre années des plans d'approvisionnement sur les horizons 2026-2029 et 2027-2030.

Tableau Q-2.2

Mises en chantier CT 2025-2026				
Nombre	2026	2027	2028	2029
Unifamiliales	5 397	5 644	5 663	5 546
Moins de 20	9 092	9 913	10 383	10 630
20 – 49	3 908	4 261	4 463	4 569
50 et +	21 523	23 466	24 579	25 164
Total marché RÉ	39 920	43 284	45 087	45 908
Mises en chantier CT 2026-2027				
Nombre	2027	2028	2029	2030
Unifamiliales	5 890	5 982	5 936	5 796
Moins de 20	9 814	10 405	10 795	11 035
20 – 49	4 412	4 678	4 853	4 961
50 et +	25 052	26 561	27 557	28 172
Total marché RÉ	45 168	47 626	49 142	49 964

- 2.3** Considérant qu'Énergir prévoit une diminution des ajouts de clients, veuillez expliquer comment a évolué le lien entre les mises en chantier et les ajouts de clients pour aux cours des trois dernières années pour les fins de prévision des livraisons.

Réponse :

Les règlements relatifs aux bâtiments, mentionnés à la ligne 14 de la page 25 de la pièce B-0008, Énergir-H, Document 2, ont un impact sur les nouvelles ventes du PMD. Toutefois, l'impact diffère si l'on considère le nombre de clients ou le volume de gaz naturel.

En effet, ces règlements visent principalement les petits bâtiments résidentiels, qui correspondent également aux plus faibles consommateurs de gaz naturel. Par conséquent, la diminution du nombre de nouveaux clients est plus importante que la diminution des volumes associés.

Selon la catégorisation présentée au tableau de la réponse à la question 2.2, ces bâtiments se retrouvent principalement dans les catégories unifamiliales et de moins de 20 unités. En comparant les prévisions de mises en chantier pour la période 2027 à 2029 entre la Cause tarifaire 2026-2027 et la Cause tarifaire 2025-2026, on constate que les prévisions sont en moyenne 7 % plus élevées pour les constructions de plus de 20 unités, alors que cette hausse n'est que de 2 % pour les constructions de moins de 20 unités. Les bâtiments

généralisant les volumes de consommation les plus importants sont ceux qui ne sont pas visés par ces règlements.

Un autre élément à considérer est le fait que la Cause tarifaire 2025-2026 prévoyait une entrée en vigueur du *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout* au cours de l'année 2026. Cette hypothèse n'a pas été retenue dans la Cause tarifaire 2026-2027. En conséquence, les volumes associés à la cohorte de 2026 sont moins affectés dans la Cause tarifaire 2026-2027 qu'ils ne l'étaient dans la Cause tarifaire 2025-2026.

- 2.4 Veuillez reproduire le tableau 6 de la référence (iii) en y ajoutant les données prospectives pour les années couvertes par le plan d'approvisionnement. Veuillez de plus ajouter les données de mises en chantier réelles et prévues.

Réponse :

L'équivalent des informations présentées au tableau 6 de la référence (iii) pour la Cause tarifaire 2026-2027 se trouve dans les documents suivants :

- Pour le nombre de clients : tableau 17 de la pièce B-0008, Énergir-H, Document 2;
- Pour les prévisions de livraisons : tableau 19 de la pièce B-0008, Énergir-H, Document 2;
- Pour les mises en chantier réelles et prévues : tableau présenté en réponse à la question 2.2.

- 2.5 Relativement à la référence (iv), considérant que la prévision de *ClearBlue Markets et Carbon* date de mars 2026, la FCEI tient pour acquis qu'elle tient compte des résultats des enchères jusqu'à cette date. Veuillez confirmer que le taux du SPEDE pour 2026-2027 reflète les prévisions de prix de ventes aux enchères pour cette période et les écarts de coûts antérieurs.

Réponse :

Le taux du SPEDE pour 2026-2027 reflète les prévisions de prix de ventes aux enchères pour cette période et les écarts de coûts antérieurs selon la méthodologie de la référence iv).

- 2.6 Veuillez expliquer pourquoi l'ajustement au taux du SPEDE pour 2026-2027 1) sont estimés sur la base des écarts entre les taux du SPEDE effectifs depuis 25 janvier 2025 et

le prix moyen des cinq ventes aux enchères qui ont eu lieu de novembre 2024 à novembre 2025 plutôt que 2) sur la valeur réelle des écarts passés?

Réponse :

Énergir connaît uniquement le prix du SPEDE pour le gaz naturel (qui varie mensuellement) ainsi que le prix des enchères pour les unités d'émission de GES (qui varie trimestriellement), ce qui permet de calculer la valeur réelle de l'écart pour le gaz naturel entre le prix du SPEDE et les enchères.

Toutefois, Énergir ne connaît pas la valeur réelle des écarts passés pour les autres énergies, car le prix du SPEDE pour ces énergies n'est pas disponible. Donc, pour évaluer l'ajustement au taux de SPEDE des autres énergies, Énergir utilise la méthodologie proposée.

- 2.7** Considérant que le prix du SPEDE est ajusté de manière trimestrielle, veuillez expliquer que les écarts pour l'année 2025 n'ont pas déjà été intégrés dans le prix du SPEDE.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.6.

OUTILS D'APPROVISIONNEMENT

Question 3:

Références:

- (i) B-0036, Annexe 6
- (ii) B-0036, p. 22, tableau 4
- (iii) B-0036, p. 23
- (iv) B-0036, p. 8
- (v) B-0100, p. 10
- (vi) B-0016, p. 3
- (vii) B-0036, Annexe 4, p. 6, tableau 2, lignes 83 à 85
- (viii) B-0036, p. 35
- (ix) B-0036, p. 27
- (x) B-0036, p. 30
- (xi) B-0036, p. 14
- (xii) B-0036, p. 9

Préambule :

(iii)

« **Service de pointe avec un tiers** : Du service de pointe sera aussi envisagé pour combler une portion du déficit d'approvisionnement. Bien que son coût fixe soit plus faible que l'achat de transport, il s'accompagne de primes variables élevées et indexées sur des marchés comme Algonquin, particulièrement volatils en période de grand froid, si jamais ce service de pointe était requis. La prime fixe estimée selon l'information recueillie dans le marché est supérieure à la reconduction d'une entente avec un client GE; »

(iv)

« Il est à noter que la refonte du service interruptible pourrait également modifier les besoins d'approvisionnement, mais l'impact précis sur le plan d'approvisionnement ne peut être projeté tant que le nouveau service interruptible ne sera pas en vigueur. Dans l'intervalle, pour établir le plan d'approvisionnement 2027-2030, aucun service interruptible découlant de la refonte n'a été utilisé sur l'horizon du plan »

(v)

« Question 2.1 : Relativement à la référence (i), veuillez expliquer pourquoi Énergir n'a pas pris part à la NCOS de TCPL de l'été 2025.

Réponse : Au moment de la NCOS à l'été 2025, le déficit d'approvisionnement pour l'année de mise en service des capacités proposées par TCPL n'était pas suffisant pour justifier une participation d'Énergir. »

(vi)

« Comme mentionné à la section 3.1.1 de la pièce Énergir-H, Document 3, Énergir, s.e.c. (Énergir) fait face à d'importants déficits d'outils sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2027-2030, dans un contexte où les capacités de transport dans le triangle de l'Est sont hautement contingentées. De surcroît, la construction de capacités de transport additionnelles par TransCanada PipeLines Limited (TCPL) dans cette région s'avérerait très onéreuse et incertaine, puisque cette dernière n'est pas assujettie à une obligation de desservir la clientèle en vertu de la décision RH-003-2011. Ainsi, la solution conventionnelle de contracter de nouvelles capacités de transport pour combler des déficits d'approvisionnement est maintenant ardue et/ou onéreuse et cette situation ne devrait pas se résorber à court terme. Dans ces circonstances, Énergir demeure à l'affût de toutes alternatives permettant de répondre aux besoins existants et futurs de sa clientèle, et ce, aux meilleurs coûts possibles. »

(vii)

« Il est également à noter qu'au moment de la production de la cause tarifaire – soit deux ans avant la première année du plan d'approvisionnement ou deux ans après les mises en service prévues – Énergir tient compte de la production de GSR dans les outils d'approvisionnement en pointe en fonction des volumes réels stables observés lors de l'hiver précédent. »

(ix)

« Pour les années suivantes, bien que le déficit continue de 9 croître, du transport au point Iroquois sera disponible sur le marché primaire et permettra 10 de réduire une partie du manque à combler, tout en diminuant potentiellement l'exposition 11 d'Énergir au marché secondaire. »

(x)

« À long terme, Énergir peut potentiellement développer son entreposage en franchise par l'entremise de sa filiale Intragaz. L'ajout de capacité avec TCPL permettrait aussi de répondre à ce déficit, mais la mise en service se ferait sur un horizon au-delà du plan d'approvisionnement actuel. »

(xi)

« Énergir pourrait attendre la fin de l'hiver 2026-2027 avant de contracter des achats en bloc à Empress pour les mois de mai à septembre, afin de conserver une certaine flexibilité pour moduler les achats en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de la demande. De plus, selon les quantités requises, une plus grande partie des achats des mois d'août et septembre pourra être réalisée sur une base « spot » afin de moduler les achats en fonction des besoins d'injection aux sites d'entreposage à Dawn. »

(xii)

« Depuis l'automne 2025, Énergir vise à acheter de la fourniture de gaz naturel provenant de sites de production canadiens. Ainsi, lorsque c'est possible, Énergir demande d'indiquer au contrat l'origine du gaz naturel reçu lors de l'achat. Cette approche a un impact annuel très faible (estimé à un maximum de 1,5 M\$, soit un maximum d'environ 0,3 % du coût d'achat

total) qui permet de limiter les risques de tarifs tout en assurant une meilleure traçabilité du gaz naturel acheté. »

Questions :

- 3.1** Veuillez réconcilier les données des lignes 47, 50, 52 et 54 de la référence (i) pour 2027 avec les données de la référence (ii).

Réponse :

Énergir dépose une version révisée de l'annexe 6 de la pièce Énergir-H, Document 3. Veuillez également vous référer aux réponses aux questions 3.2 et 3.3 ci-dessous.

- 3.2** Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer la capacité intégrée au plan et les paramètres financiers de cette entente.

Réponse :

Cette portion au plan d'approvisionnement est de 748 10³m³/jour. La correction a été effectuée à la ligne 50 de l'annexe 6 de la pièce Énergir-H, Document 3, ainsi qu'à la ligne 47 où des volumes avaient erronément été inscrits. Les ententes étant en cours de négociation, les paramètres financiers ne sont pas encore connus.

- 3.3** Veuillez réconcilier la ligne 50 de la référence (i) pour 2027 avec l'affirmation de la référence (iv).

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 3.2.

- 3.4** Considérant l'engagement de traiter de la refonte du service interruptible prochainement, l'existence d'une entente avec un client GE et la possibilité de conclure d'autres ententes de la sorte, veuillez justifier de ne prévoir aucune capacité additionnelle découlant de la refonte du service interruptible.

Réponse :

Le fait que les ententes avec les clients GE ne sont pas encore conclues, combiné au fait que l'impact de la refonte du tarif interruptible est difficilement quantifiable avant son entrée en vigueur, fait en sorte qu'Énergir ne présente aucune capacité additionnelle en découlant.

- 3.5** Veuillez commenter la possibilité de reconduire cette capacité pour toutes les années du plan.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 3.4, étant donné que l'impact de la refonte du tarif interruptible est difficilement quantifiable, Énergir ne prévoit pas reconduire à l'avance cette entente pour les autres années du plan d'approvisionnement.

- 3.6** Veuillez indiquer quelle est la capacité interruptible des volets A et B du tarif D₅ pour l'année 2027. À cet effet, veuillez distinguer la capacité liée aux clients qui sont considérés être des « faux interruptibles ».

Réponse :

Les capacités interruptibles projetées en journées froides des clients aux volets A et B sont respectivement de 34 TJ et 19 TJ. La capacité estimée de clients n'ayant pas la capacité de s'interrompre est basée sur les volumes de retraits interdits de janvier 2026 et est de 8,7 TJ.

- 3.7** Relativement à la référence (v), veuillez indiquer quel était le déficit de capacité pour 2028-2029 au moment de déposer les soumissions dans le cadre du NCOS 2025.

Réponse :

Le déficit de capacité pour 2028-2029 au moment de déposer les soumissions dans le cadre du NCOS 2025 était de 13 TJ.

- 3.8** Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que si Énergir avait fait face à la situation actuelle à l'été 2025, elle aurait participé au NCOS 2025.

Réponse :

Énergir le confirme.

- 3.9** Veuillez confirmer que le transport sur le marché secondaire s'échange à un prix supérieur au tarif de TC Energy. Veuillez indiquer si, de l'avis d'Énergir, cette situation est passagère ou si elle demeurera pour plusieurs années.

Réponse :

Énergir le confirme. En fonction de la demande actuelle et prévue, cette situation devrait se poursuivre dans les prochaines années.

- 3.10** Veuillez indiquer si l'évaluation de la situation des approvisionnements décrite à la référence (vi) est nouvelle ou si Énergir faisait la même évaluation à l'été 2025.

Réponse :

Bien que l'évaluation de la situation d'approvisionnement continue d'évoluer dans le temps, Énergir confirme que la situation était similaire à l'été 2025.

- 3.11** Relativement à la référence (x), veuillez indiquer à quel moment Énergir a formulé une demande à Intragaz pour évaluer le potentiel d'accroissement de la capacité du site de Saint-Flavien.

Réponse :

La demande formelle d'évaluation d'accroissement de la capacité du site de Saint-Flavien a été effectuée au début de l'année 2026.

- 3.12** Dans la mesure où une part importante de la variation du besoin de pointe découle de l'utilisation d'une année de référence différente (vii), veuillez confirmer que les besoins d'approvisionnement pourraient revenir lors du dossier tarifaire 2028 à ce qu'ils étaient au dossier tarifaire 2026.

Réponse :

Comme l'écart principal relatif au résultat des besoins d'approvisionnement ne découle pas de l'année de référence, mais plutôt du redressement de la prévision de la demande, Énergir anticipe plutôt que les besoins pourraient continuer d'être à la hausse.

- 3.13** La FCEI calcule que les approvisionnements en franchise représentent une moyenne quotidienne de $170 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ (viii)¹. Le plan d'approvisionnement prévoit un apport en capacité de $74 \text{ } 10^3 \text{ m}^3$ pour ces mêmes approvisionnements (ii). Ainsi, la FCEI calcule

¹ $62 \text{ } 10^6 \text{ m}^3 / 365$.

que 43% des approvisionnements en franchises sont considérés comme fermes. Veuillez indiquer qu'elle est la contribution du site de Sainte-Sophie à la capacité de $74 \cdot 10^3 \text{ m}^3$.

Réponse :

La contribution du site de Sainte-Sophie n'est pas incluse à la capacité de $74 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ des livraisons en franchise. La méthodologie d'établissement de la capacité de pointe se base sur le réel observé. Cette méthodologie est encore justifiée aujourd'hui en raison des délais observés entre le moment prévu et le moment réel des injections et en fonction de la période de rodage requise par les sites pour obtenir le rendement prévu, surtout en journée froide.

- 3.14** Veuillez indiquer quelles sont les anticipations d'Énergir eu égard à l'évolution de ce ratio.

Réponse :

Au fur et à mesure que les sites de GSR gagneront en stabilité, ce ratio continuera de croître.

- 3.15** Veuillez commenter la possibilité de réduire la part des coûts d'achat de GSR fonctionnalisés au tarif de transport pour refléter cet écart.

Réponse :

Énergir n'envisage pas de modifier la fonctionnalisation actuelle.

- 3.16** Relativement à la référence (ix), veuillez indiquer le moment et le niveau de capacité qui deviendra disponible à Iroquois dans les prochaines années.

Réponse :

Énergir ne peut confirmer le moment ni le niveau de capacité avant qu'un contrat à cet effet soit établi. En fonction des discussions, une capacité de $30\,000 \text{ GJ/j}$ pourrait être disponible.

- 3.17** Relativement à la référence (x), veuillez indiquer à quel moment de la nouvelle capacité sur TCPL pourrait devenir disponible si Énergir choisissait cette avenue.

Réponse :

Le 2 juillet 2026, TCPL a annoncé un appel d'offres pour de nouvelles capacités. Au total, 22 TJ seraient disponibles à partir de 1^{er} novembre 2027 et ces capacités pourraient potentiellement augmenter selon la résolution de contraintes opérationnelles à 35 TJ pour le 1^{er} novembre 2029 et 67 TJ pour le 1^{er} novembre 2030. Compte tenu des déficits actuels, Énergir prévoit répondre à cet appel d'offres afin de combler une portion de son déficit sur l'horizon du plan d'approvisionnement.

- 3.18** Relativement à la référence (xi), veuillez confirmer que le prix livré en franchise est présentement moindre si le gaz est acheté à Empress que s'il est acheté à Dawn.

Réponse :

Effectivement, en fonction des conditions de marché actuelles et en considérant le coût de transport du marché primaire, le coût est inférieur en achetant à Empress. Énergir tient cependant à noter qu'historiquement, ceci n'a pas toujours été le cas, et que sur le marché secondaire, le prix livré en franchise est le même, peu importe le point d'achat.

- 3.19** Considérant votre réponse à la question précédente, veuillez justifier de moduler les injections à Dawn par une modulation des achats à Empress plutôt que par une modulation des achats à Dawn.

Réponse :

En fait, Énergir module déjà ses achats à Dawn à un niveau minimal en cours d'été. La modulation des achats à Empress permet une flexibilité opérationnelle par rapport au niveau de livraison des clients en achats directs et à prix fixe, qui peut varier annuellement. Enfin, même si Énergir module ses achats à Empress, dans le cas où survienne un écart de prix qui est favorable, Énergir procède par transactions pour générer des revenus relatifs à cet écart de prix.

- 3.20** Relativement à la référence (xii), veuillez présenter la méthodologie d'évaluation du montant de 1,5 M\$.

Réponse :

Énergir a comparé le coût moyen des offres historiques en réponse à ses appels d'offres entre les producteurs canadiens et américains.

3.21 Veuillez élaborer sur les bénéfices de cette stratégie sur la traçabilité du gaz.

Réponse :

Normalement, dans le marché, les achats de gaz naturel qui ne comportent pas de spécificité (contrairement au gaz certifié ou renouvelable) ne sont pas identifiés. La stratégie vise à ce que le producteur soit identifié lors de l'achat, même pour le gaz naturel sans spécificité.

3.22 Veuillez élaborer sur les risques tarifaires relatifs à l'importation de gaz naturel.

Réponse :

En raison de l'incertitude relative aux échanges commerciaux entre le Canada et les États-Unis, un risque zéro sur l'imposition de tarifs à l'importation ne peut être assumé. L'analyse de nos contrats d'achat de gaz naturel aux États-Unis n'a pas permis d'assurer qu'Énergir pourrait éviter des tarifs en sus du coût du gaz naturel si des tarifs venaient à être imposés sur ces achats.

TARIFICATION DES COÛTS DE SAINTE-SOPHIE

Question 4:

Référence:

- (i) B-0019, p. 5
- (ii) B-0019, p. 6

Préambule :

- (i)
« En fonction de la lettre d'entente, Énergir devra payer dès le début les coûts de branchement encourus par TCPL/TQM pour raccorder un producteur au réseau. Ces coûts sont évalués à 3 M\$ dans le cas de WM et la facture sera assumée par Énergir en un seul paiement. Ces coûts de branchement sont capitalisables dans les actifs d'Énergir. Pour qu'ils soient entièrement assumés par le producteur, Énergir propose qu'ils soient considérés au tarif de réception dans le volet investissement (coûts de catégorie A). Énergir s'assurera de distinguer la portion socialisable de la conduite de ces coûts de branchement. »
- (ii)
« Au niveau de TCPL, la création d'un point d'injection sur leur réseau à Sainte-Sophie est requise. Cette création nécessite l'approbation du Tolls Task Force (TTF) et ensuite l'approbation de la Régie de l'énergie du Canada (REC). »

Questions :

- 4.1** Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que, selon Énergir, les coûts de branchements encourus par TCPL/TQM et assumés par Énergir ne sont pas sujets à la socialisation prévue au deuxième alinéa de l'article 51 de la LRE.

Réponse :

Énergir le confirme et rappelle qu'elle respecte ainsi la décision D-2025-055 de la Régie, paragraphes 129 et 130.

- 4.2** Veuillez indiquer si Énergir considère que les coûts de 3 M\$ mentionnés en préambule peuvent être inscrits dans la base de tarification au sens du paragraphe 1 de l'article 49 de la LRE?

Réponse :

Énergir soumet que cette question vise à faire valider une interprétation ou une application de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et n'est pas de la nature d'une demande de renseignement.

- 4.3** Dans l'affirmative, veuillez indiquer sur quelle base légale Énergir estime qu'il serait justifié de soustraire ces coûts à l'application du deuxième alinéa de l'article 51.

Réponse :

Énergir soumet que cette question vise à faire valider une interprétation ou une application de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et n'est pas de la nature d'une demande de renseignement.

- 4.4** Relativement à la référence (ii), veuillez indiquer si l'entente avec TCPL/TQM doit également faire l'objet d'une approbation par la REC. Dans l'affirmative, veuillez indiquer à quel moment il est anticipé qu'une telle approbation soit obtenue.

Réponse :

La création d'un point d'injection sur le réseau de TCPL/TQM assortie aux conditions de la lettre d'entente a été soumise à la REC pour approbation le 23 juin 2026.

MODÈLE DE PRÉVISION JOURNALIÈRE

Question 5:

Références:

- (i) B-0012, p. 6

Préambule :

- (i)
« Énergir ne dispose pas encore d'un volume suffisant de données pour isoler et quantifier précisément l'impact de l'utilisation du nouveau modèle de prévision, compte tenu des autres facteurs en jeu. Il est donc nécessaire d'observer ces effets sur un horizon plus long et dans des conditions météorologiques et opérationnelles différentes de celles de 2024-2025, avant de pouvoir se prononcer sur l'efficacité réelle des prévisions initiales. »

Questions :

- 5.1** Veuillez confirmer que le modèle de prévision journalière produit une observation historique chaque jour de la prévision, du réel et de l'écart entre les deux.

Réponse :

Le modèle de prévision journalière mis en place actualise sa prévision à chaque changement de paramètre (par exemple, un changement des données météorologiques). Ainsi, la prévision pour le lendemain, soit avant la fenêtre de nomination « Timely », sera différente si l'information n'est pas consultée exactement au même moment chaque jour.

Le modèle de prévision effectue également des prévisions selon plusieurs modèles (actuellement quatre modèles).

Ainsi, dans le modèle, on peut comparer chaque prévision à un moment donné constant (par exemple, 24 h avant le début de la journée gazière) et le réel. La comparaison de ces données sur l'historique donne des résultats d'écarts moyens inférieurs sur des périodes spécifiques, selon les modèles. Ces résultats permettent d'anticiper des résultats d'utilisation de la flexibilité opérationnelle inférieurs aux résultats historiques.

- 5.2** Veuillez indiquer de combien d'observation Énergir estime avoir besoin pour être en mesure de tirer des conclusions fiables sur la performance du modèle de prévision journalière.

Réponse :

La difficulté de tirer des conclusions fiables dépend de plusieurs facteurs. Bien que les outils aient été mis en place et que les résultats – en moyenne – des différents modèles permettent de réduire les écarts entre la projection (24 h avant le début de la journée gazière) et le réel, l'utilisation des outils de flexibilité opérationnelle est faite par les opérateurs de réseau qui doivent réviser les besoins prévus en fonction de l'observation réelle de la demande depuis le début de la journée gazière avec ce qui est prévu pour la fin de la journée.

Comme la demande en cours de journée gazière n'est pas linéaire, et que les modèles, même améliorés, continuent de produire des écarts, l'impact à la marge chaque jour n'est pas nécessairement facile à quantifier. Par exemple, un opérateur peut estimer que la consommation en fonction du réel observé excédera la prévision (au moment où l'opérateur consulte celle-ci) et utiliser de la flexibilité opérationnelle, alors qu'en fin de journée le réel finit sans écart face à la prévision 24 h avant le début de la journée gazière.

De plus, comme il s'agit de nouveaux modèles prédictifs qui incorporent de l'apprentissage automatique, il est arrivé sur certaines périodes depuis le déploiement que des correctifs soient appliqués, ce qui rend la donnée comparative inutilisable.

Enfin, l'ancien modèle qui était maintenu manuellement a été retiré et n'a pas été mis à jour depuis que le nouveau modèle est disponible. Ainsi, nous n'avons plus de « comparable » de ce modèle.

Pour le moment, ces éléments ne permettent pas d'assurer que la simple mesure de données (par exemple, l'écart entre la comparaison de la prévision 24 h avant et le réel) soit représentative de l'utilisation réelle des outils de flexibilité opérationnelle.

Depuis l'implantation du nouveau modèle, Énergir observe le résultat de l'utilisation des outils de flexibilité opérationnelle et travaille avec ses équipes afin d'identifier les éléments menant à des utilisations élevées de cette flexibilité. Comme les événements menant à des utilisations élevées (la méthodologie considère le maximum annuel) sont peu fréquents, avec une occurrence de moins de 5 %, les données ayant un impact sur le résultat de la méthode sont peu nombreuses annuellement. Ainsi, il est difficile d'établir un chiffre précis d'observation permettant d'émettre des conclusions fiables pouvant être produites pour la Régie.

EFFORTS DE COMMERCIALISATION DU GSR

Question 6:

Références:

- (i) B-0014, p. 13
- (ii) B-0115, p. 11, tableau 3
- (iii) B-0043, p. 3 tableau 1

Préambule :

- (i)
« 1.3 ACTIONS DE MARKETING PERSONNALISÉES – CLIENTS À FORT VOLUME

La clientèle à fort volume correspond aux clients institutionnels, industriels et grands clients commerciaux.

Les efforts de représentation se sont poursuivis au cours de la dernière année. Pour cette clientèle, une approche proactive personnalisée par la force de vente est privilégiée compte tenu de la diversité de ses besoins, notamment en termes de cibles de réduction de gaz à effet de serre (GES). Ces rencontres personnalisées ont pour but de démystifier le GNR et de partager des simulations tarifaires afin que les clients prennent en considération le GNR pour leurs besoins énergétiques. Ces rencontres visent également à rassurer la clientèle sur la disponibilité du GNR, les prévisions quant à son prix et l'impact sur leur facture énergétique ainsi que sur la simplicité du processus menant à l'achat de cette source d'énergie renouvelable. Elles permettent aussi de présenter aux clients l'avantage de faire l'achat volontaire de GNR, permettant dans certaines conditions la reconnaissance des attributs de réduction de GES, d'éviter la socialisation ou même d'obtenir une subvention avec le Programme d'encouragement à la décarbonation (PED).

En plus des rencontres individuelles, les efforts de commercialisation suivants ont été menés et se poursuivent afin de faire connaître le GNR et susciter l'adhésion des clients :

- Bulletin courriel pour la clientèle grande entreprise (annexe D);
- Présentation et rencontre avec la clientèle grande entreprise dans le but de connaître leurs besoins énergétiques et trouver une manière plus durable de les aider à décarboner leurs activités. »

Questions :

6.1 Énergir rapporte depuis plusieurs années faire des démarches individuelles auprès des grands consommateurs afin de stimuler les ventes de GSR. Veuillez indiquer par marché pour chacune des cinq dernières années :

- Le nombre de clients rencontrés
- Le nombre de clients ayant souscrit des volumes de GSR additionnels suite à ces rencontres
- Les volumes de GSR additionnels vendus de manière volontaire
- Les volumes de GSR additionnels maintenus à ce jour

Eu égard à la clientèle institutionnelle, veuillez de plus ventiler l'information entre les clients sujets à un devoir d'exemplarité et les autres.

Réponse :

Énergir ne dispose pas des données nécessaires pour répondre aux questions portant sur les rencontres avec les clients. Il n'est donc pas possible d'établir un lien entre ces rencontres, les nouveaux engagements d'achat de GSR et les volumes maintenus. La seule information disponible porte sur les volumes engagés par segment de marché pour les cinq dernières années :

Tableau Q-6.1

Année	Segment	Nombre de clients	Volumes de GSR
2021-2022	Résidentiel	333	331 557
	Commercial	123	2 479 962
	Institutionnel	98	5 720 098
	Industriel	16	1 412 235
2022-2023	Résidentiel	1004	965 744
	Commercial	203	4 397 110
	Institutionnel	102	8 384 631
	Industriel	73	46 508 604
2023-2024	Résidentiel	1189	1 826 510
	Commercial	452	9 672 692
	Institutionnel	178	9 002 484
	Industriel	94	28 896 110
2024-2025	Résidentiel	1109	1 616 312
	Commercial	180	6 170 826
	Institutionnel	143	4 143 173
	Industriel	97	28 337 876

2025-2026	Résidentiel	1122	1 827 454
	Commercial	232	7 384 938
	Institutionnel	138	2 999 571
	Industriel	104	14 009 440

- 6.2** Relativement à la référence (ii), veuillez expliquer pourquoi Énergir anticipe une décroissance des ventes volontaires dans le marché commercial.

Réponse :

Énergir rappelle que le tableau 3 de la référence (ii) ne présente pas la demande volontaire totale des clients, mais la demande qui est supérieure aux seuils fixés par le Règlement pour des clientèles ciblées. La décroissance ainsi observée dans le tableau 3 de la référence (ii) illustre que la progression des seuils minimaux réglementaires serait plus rapide que la progression de l'achat volontaire (sans les seuils minimaux réglementaires). La croissance de l'achat volontaire sans les seuils minimaux réglementaires est déterminée à partir de la méthodologie présentée à la section 5.7 de la pièce B-0008, Énergir-H, Document 2, laquelle inclut des ajustements qualitatifs sur la base du contexte actuel. Dans le secteur commercial, une conjoncture économique plus difficile, où l'abordabilité devient le critère central au détriment de la décarbonation, engendre un resserrement des budgets des entreprises. Ces facteurs mènent à une relégation des investissements et des dépenses courantes en matière de décarbonation, et donc, à une diminution de la croissance de l'achat volontaire sur l'horizon du plan.

- 6.3** Énergir anticipe-t-elle que les facteurs qui conduisent à une décroissance des ventes volontaires (excédant le seuil réglementaire si celui-ci devait entrer en vigueur) vont demeurer au-delà de 2030 ?

Réponse :

Énergir précise que la prévision actuelle est établie à l'horizon 2030 et ne s'étend pas au-delà de cette période.

Au-delà de l'horizon du plan, Énergir surveille l'évolution des quatre indices (connaissance du GSR; tendance de décarbonation; contextes économique et énergétique; et ajustement en fonction du surcoût GSR), mais une grande incertitude demeure.

- 6.4** Relativement à la référence (ii), veuillez expliquer pourquoi Énergir anticipe une décroissance des ventes volontaires dans le marché institutionnel. En particulier, veuillez expliquer la décroissance marquée en 2026-2027 de même que celle de 2028-2029.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements n°2 de l'ACIG.

- 6.5** Énergir anticipe-t-elle que les facteurs qui conduisent à une décroissance des ventes volontaires (excédant le seuil réglementaire si celui-ci devait entrer en vigueur) vont demeurer au-delà de 2030 ?

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 6.3.

- 6.6** Veuillez élaborer sur les moyens que prend Énergir pour prévenir la décroissance des ventes volontaires.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 5.1.1 de la demande de renseignements n°2 de l'ACIG.

- 6.7** Relativement à la référence (iii), veuillez expliquer la baisse des volumes et des subventions en 2025-2026 par rapport à l'année précédente.

Réponse :

La diminution des volumes et des subventions du PED en 2025-2026 découle principalement d'une baisse des engagements d'achat de GSR sur cinq ans, requis pour être admissible au programme.

Cette situation s'explique notamment par le contexte réglementaire en évolution, les obligations d'approvisionnement en GSR applicables dans certaines municipalités, les conditions économiques ainsi que le coût du GSR, qui favorisent une plus grande prudence à l'égard des engagements à long terme. Les engagements de cinq ans sont ainsi en diminution depuis novembre 2024.

Parallèlement, la croissance d'achat de GSR provient principalement de clients sans engagement de cinq ans ainsi que de nouveaux bâtiments visés par des exigences de 100 % GSR, notamment à Montréal. Ces volumes ne sont pas admissibles au PED et ne génèrent donc pas de subvention associée.

PROJET DE RÈGLEMENT ET DÉCISION DE LA COUR SUPÉRIEURE

Question 7:

Références:

- (i) B-0115, p. 6, tableau 1
- (ii) B-0115, p. 8
- (iii) Analyse d'impact réglementaire, pp. 14 et 15
- (iv) B-0115, p. 16, tableau 6

Préambule :

(ii) « De plus, comme ces clients atteindraient ou dépasseraient le seuil réglementaire du distributeur, comme présenté à l'annexe 2, ils n'auraient pas à assumer la composante prévisionnelle des frais de socialisation liés aux volumes invendus de GSR puisqu'ils contribueraient globalement de façon plus importante à la réduction des volumes invendus. »

(iii) « Par ailleurs, bien que la proposition réglementaire prévoie de nouvelles obligations au distributeur pour la distribution de GSR à des catégories de consommateurs du secteur du bâtiment et que celles-ci entraîneront des coûts supplémentaires qui devront être transférés aux consommateurs, le projet de règlement ne prévoit pas explicitement quelle catégorie de consommateur devra en assumer les coûts. En vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (chapitre R-6.01), il en revient à la Régie de fixer les tarifs et les conditions de service des deux distributeurs qui permettront de récupérer auprès de leur clientèle les coûts d'application de ces nouvelles exigences. Ainsi, l'analyse de la proposition réglementaire se limitera à évaluer l'impact sur les coûts pour l'ensemble des consommateurs de gaz naturel. »

Questions :

- 7.1 La FCEI constate de la référence (i) que le seuil réglementaire global excède la somme des seuils réglementaires applicables aux nouveaux clients et aux clients du secteur bâtiment. La FCEI constate de la référence (ii) qu'Énergir ne prévoit pas de socialisation auprès des clients de ces secteurs, puisque ceux-ci atteindraient ou dépasseraient le seuil réglementaire du Distributeur. Veuillez indiquer à quoi correspond le seuil réglementaire du Distributeur à la référence (ii).

Réponse :

Le seuil réglementaire du Distributeur correspond à l'exigence minimale de distribution de GSR qui s'applique aux distributeurs de gaz naturel, correspondant à 5 % du total des volumes distribués en 2026-2027.

- 7.2 Veuillez compléter le tableau 1 (i) de manière à ce que le niveau de socialisation anticipé pour les clientèles industrielle et agricole y apparaisse.

Réponse :

Énergir a déposé, le 6 juillet 2026, une version révisée de la pièce Énergir-G, Document 4 afin de corriger l'apparence du tableau 1.

- 7.3** Considérant la référence (iii), veuillez indiquer comment Énergir justifie d'imposer un niveau de consommation volontaire ou de socialisation différent d'une clientèle à l'autre.

Réponse :

Énergir se conforme aux obligations découlant du Projet de règlement, lequel prévoit des seuils différenciés. Quant aux frais de socialisation, Énergir continue de les imposer à la clientèle qui ne répond pas aux exigences du seuil du Distributeur exigé par le Règlement.

- 7.4** Considérant la référence (iii), veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que l'adoption du projet de Règlement modifie la manière de calculer le seuil réglementaire, mais ne crée pas une obligation de consommer au niveau individuel.

Réponse :

Le Projet de règlement introduit pour Énergir une obligation de distribuer du GSR pour les catégories de clients qui y sont explicitement nommés, soit : « Raccordements existants, 0 à 5 000 m³/an », « Raccordements existants, 5 000 m³/an et plus » et « Nouveaux raccordements ». De plus, l'atteinte des seuils volumétriques annuels pour chacune de ces catégories fait aussi partie des obligations du Distributeur. L'addition des seuils réglementaires applicables aux nouveaux clients et aux clients du secteur bâtiment est actuellement inférieure au seuil réglementaire global du Distributeur, mais pourrait théoriquement aller au-delà de celui-ci.

Énergir confirme que le Projet de Règlement n'introduit pas une obligation d'achat de GSR de la part des clients de façon individuelle. Les modifications proposées par Énergir aux *Conditions de service et tarif* permettent toutefois de s'assurer que le principe de causalité des coûts soit respecté, comme expliqué à la page 7 de la pièce Énergir-G, Document 4.

- 7.5** Relativement à la référence (iv), veuillez présenter les volumes utilisés pour calculer les frais de socialisation et indiquer comment ses volumes ont été obtenus.

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente les volumes utilisés pour réaliser les calculs du tarif de socialisation prévisionnel.

Tableau Q-7.5

		2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033
l.1	Seuil réglementaire à couvrir ($10^3 m^3$)	304 961	303 750	424 552	419 178	417 624	415 518	589 122
l.2	Achat volontaire supplémentaires aux cibles ($10^3 m^3$)	9 333	8 216	45 713	45 812	45 691	45 578	45 464
l.3	Demande obligatoire nouvelle réglementation ($10^3 m^3$)	114 891	131 675	228 330	243 543	261 448	279 922	417 500
l.4	Autoconstruction et achats directs ($10^3 m^3$)	6 866	8 200	8 600	9 100	9 100	9 100	9 100
l.5	Volume à socialiser ($10^3 m^3$) (l.1 - l.2 - l.3 - l.4)	173 871	155 659	141 909	120 723	101 384	80 919	117 058
l.6	Surcoût du GSR (¢/m ³)	67,16	72,47	73,62	75,62	73,98	73,61	74,16
l.7	Coût de la socialisation (000 \$) (l.5 x l.6)	116 777	112 810	104 479	91 287	74 999	59 564	86 813
l.8	Dénominateur ($10^3 m^3$)	3 804 652	3 820 415	3 831 967	3 814 562	3 824 896	3 826 262	3 816 030
l.9	Tarif prévisionnel (¢/m ³) (l.7 / l.8)	3,08	2,95	2,73	2,39	1,96	1,56	2,27

Sources des données du tableau Q-7.5

- l. 1 et l. 3 : Pour les années 2026-2027 à 2029-2030, les données proviennent du tableau 1 de la pièce B-0115. Pour les années 2031-2031 à 2032-2033, il s'agit de prévisions internes.
- l. 2 et l. 4 : Pour les années 2026-2027 à 2029-2030, les données proviennent du tableau 2 de la pièce B-0115. Pour les années 2031-2031 à 2032-2033, il s'agit de prévisions internes.
- l. 6 : Pour l'année 2026-2027, la donnée provient de la cause tarifaire. Pour les années 2027-2028 à 2032-2033, il s'agit de prévisions internes.
- l. 8 : Pour l'ensemble des années, la donnée correspond au calcul du dénominateur tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2026-059. Ce dénominateur est composé des volumes résiduels de GNT des clients dont les achats demeurent inférieurs aux seuils réglementaires attribués aux différentes catégories de clients selon le Projet de règlement.

Quant au tarif du cavalier tarifaire, ce dernier sera recalculé sur une période de quatre ans, conformément à la décision D-2026-059. À cet effet, Énergir déposera une mise à jour de son cavalier tarifaire au cours de l'été.

MOYENS D'APPROVISIONNEMENT

Question 8:

Références:

- (i) B-0041, p. 3
- (ii) B-0040, p.

Préambule :

(i)
« Ainsi, comme pour l'année 2025-2026, en raison du déficit ponctuel de capacités en vue de satisfaire la demande de pointe pour l'année 2026-2027, Énergir propose la mise en place de modalités afin de pouvoir conclure des ententes particulières avec des clients grande entreprise (GE) du service continu afin qu'ils réduisent leur consommation en journée de fine pointe. Ces ententes, qui pourraient être convenues à la suite de discussions avec des clients GE, consisteraient essentiellement à appliquer les principales modalités approuvées par la Régie pour l'option interruptible de pointe (aussi appelé service « super interruptible ») dans le cadre de la phase 2 du dossier R-3867-20134. »

(ii)
« Elle tient toutefois à l'informer que la preuve qu'elle compte déposer au sujet de la refonte du service interruptible, plutôt que de se limiter à aborder ces aspects spécifiques, devrait consister en une proposition révisée par rapport à celle présentée dans le dossier R-3867-2013. En effet, certains éléments amènent Énergir à reconsidérer plus en profondeur sa proposition :

- Au cours des dernières années, le contexte d'approvisionnement a évolué vers un marché caractérisé par une pénurie d'offres et des prix élevés. Ce contexte défavorable, couplé à la révision à la hausse de la prévision de la demande de la clientèle d'Énergir au présent dossier, est de nature à occasionner une hausse du coût d'approvisionnement moyen et, corollairement, des tarifs via lesquels ces coûts sont récupérés :
 - o Ce contexte rend évidemment les alternatives aux approvisionnements sur le marché, dont le service interruptible, particulièrement intéressantes pour Énergir. Cependant, cette absence de capacité, couplée aux déficits d'outils d'approvisionnement présentés à la Cause tarifaire 2026-2027, fait également en sorte qu'Énergir doive s'assurer que l'adhésion à la nouvelle offre interruptible se traduise en des volumes interruptibles au moins aussi élevés qu'à l'heure actuelle. En effet, si la situation inverse se produisait, la refonte de l'offre interruptible ne ferait qu'augmenter les déficits d'approvisionnement. Énergir n'est pas convaincue que la refonte produirait une hausse des volumes interruptibles. Elle juge donc important de sonder la clientèle grande entreprise (GE) dans les

prochains mois afin de s'assurer que la nouvelle offre soit attrayante et qu'Énergir soit confiante d'une bonne adhésion à cette dernière,

- Les enjeux d'interruption de certains clients au tarif D5 au cours des dernières années ont mis en lumière l'aspect de la fiabilité de cet outil de gestion de la demande. En plus de potentiellement renforcer les mesures visant à assurer que les clients s'interrompent réellement (et donc augmenter la fiabilité), Énergir voudra s'assurer de considérer cette caractéristique dans la valorisation qu'elle en fait (fiabilité relative par rapport à celle de l'outil d'approvisionnement alternatif). »

Questions :

- 8.1** Veuillez indiquer combien de clients GE sont ciblés par Énergir pour des ententes particulières et pour quel niveau de capacité globalement.

Réponse :

À l'heure actuelle, un seul client est ciblé pour une entente particulière. Des discussions auront lieu pendant l'été avec d'autres clients afin de connaître leur intérêt pour de telles ententes. Le niveau de capacité global sera déterminé avec les clients GE intéressés en tenant compte de leur capacité à interrompre une portion de leur production pour une journée donnée et de la capacité pour le centre de contrôle du réseau de suivre les volumes des clients visés en temps réel.

- 8.2** Veuillez indiquer combien de clients GE ont été approchés à ce jour par Énergir pour des ententes particulières et élaborer sur le niveau d'intérêt et la capacité d'effacement potentielle relative à ces clients à ce jour.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 8.1.

- 8.3** Veuillez élaborer sur les anticipations globales d'Énergir quant à la concrétisation de telles ententes pour l'hiver 2026-2027.

Réponse :

Énergir anticipe reconduire l'entente des deux dernières années avec au moins un client GE.

- 8.4** Eu égard à la référence (ii), veuillez indiquer si la hausse de la demande de la clientèle au présent dossier fait référence aux volumes de ventes ou au besoin de capacité.

Réponse :

La hausse de la demande de la clientèle demeure mineure et ces volumes sont répartis surtout en hiver. Il s'agit d'une hausse comparativement à la prévision des années antérieures, contrairement à une hausse des ventes ou au besoin de capacité. Cette augmentation de la pointe doit être interprétée comme étant un redressement faisant en sorte que la demande prévue concorde avec le réel, contrairement aux décroissances anticipées des dernières années.

- 8.5** Considérant qu'une part importante de la hausse du besoin de capacité est liée à la mise à jour de l'année de référence, veuillez commenter quant au bien-fondé de bâtir une stratégie tarifaire sur la base d'une évolution potentiellement passagère du besoin de capacité.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 8.4, il ne s'agit pas d'une augmentation passagère du besoin de capacité, mais bien d'un rapprochement entre la demande prévue et la demande réelle comparativement aux baisses de la demande de pointe des dernières années. Au contraire, ce rapprochement avec les données observées porte à conclure que ce n'est pas une évolution passagère du besoin de capacité, mais bien une sous-estimation de ce dernier les années précédentes.

- 8.6** Veuillez indiquer comment le développement du site de Saint-Flavien affecterait le contexte des approvisionnements et comment cette évolution du contexte affecterait le développement de l'offre interruptible.

Réponse :

Le contexte de l'approvisionnement gazier canadien est très contraint. Dans un contexte où la demande excède les capacités disponibles, l'évaluation d'un projet comme celui du développement du site de Saint-Flavien permet des bénéfices tant au niveau financier, si le plein potentiel se réalise, qu'au niveau opérationnel. Sans analyse concluante du potentiel du site de Saint-Flavien, il est difficile d'étoffer l'impact que ce projet pourrait avoir sur le contexte de l'approvisionnement gazier de même que sur l'offre interruptible. Énergir a donc besoin de plus d'informations avant de pouvoir se pencher sur la question.

- 8.7** Veuillez indiquer de combien de temps Énergir estime avoir besoin entre la décision sur le volet A et le dépôt du volet B du dossier.

Réponse :

Énergir est confiante de pouvoir soumettre le dépôt du volet B entre 6 à 12 mois après une décision favorable de la Régie dans le cadre du volet A.